

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Анализ применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов»

УДК 622.692.4.053:543-4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	У Сичи		05.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Саруев Л. А.	профессор		05.05.2018

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		05.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н. В.	к.т.н, доцент		05.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		05.05.2018

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		05.05.2018

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Уровень образования магистр  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	26.05.2018г
--	-------------

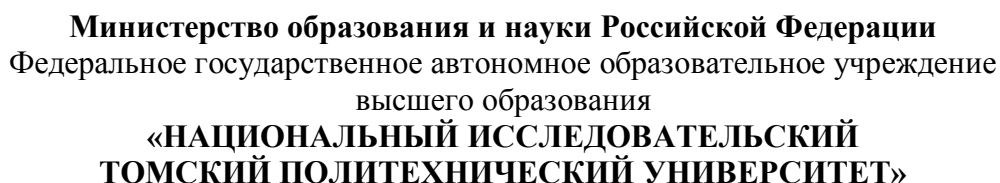
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2016	<i>Современное состояние проблем химический реагент</i>	15
28.03.2016	<i>Некоторые результаты современного анализа проблем. Математическое и физическое системы</i>	25
15.04.2016	<i>Результаты и их обсуждение</i>	15
29.04.2016	<i>Производственная и экологическая безопасность эксплуатации линейной части магистральных газопроводов</i>	15
05.05.2016	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
12.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2016	<i>Заключение</i>	15
25.05.2016	<i>Презентация</i>	25

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев Л. А.	к.т.н., доцент		22.05.2018

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		22.05.2018



1 Научно-техническая литература,  
2 интернет-ресурсы,  
3 руководящие и регламентирующие документы.

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1 Введение. 2 литературный обзор в области применения химических реагентов для магистральных нефтепроводов. 3 Методы повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов. 4 закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта. 5 Производственная и экологическая безопасность эксплуатации линейной части магистральных газопроводов 6 Организационно-экономическая часть 7 Заключение
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	Графические материалы оформлены презентации Microsoft PowerPoint.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В. доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Н. В.
Консультант-лингвист	Консультант-лингвист

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	22.05.2018г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев Л. А.	к.т.н., доцент		05.09.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	У Сичи		05.09.2016

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	У Сичи

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов НТИ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	СНиП 3.01.01-85, СНиП 1.04.03-85, СНиП 03.01- 87, ОР 13.01-28.21.00-КТН-008-2-01
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации.

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка перспективности НТИ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет основных и вспомогательных затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя эффективности научного исследования

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График проведения и бюджет НИ
2. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.05.2018г
--	-------------

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И. В.	Шарф И. В.		22.05.2018г

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	У Сичи		22.05.2018г

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	У Сичи

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:	<p>Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трасса газопровода проходит в лесной зоне (тайга) Западной Сибири. В районе водосбора реки Обь. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный. При ремонте газопровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</p> <p>Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу)</p> <p>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</p>
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	<p>СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».</p> <p>СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ».</p> <p>ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».</p> <p>ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность».</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».</p> <p>ГОСТ 12.3.009-76 «Работы погрузочно-разгрузочные».</p>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	<p>Вредные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Превышение уровня шума</li> <li>2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны</li> <li>3. Климатические условия</li> <li>4. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися</li> <li>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны</li> </ol>
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности	<p>Опасные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)</li> <li>2. Электрическая дуга и искры при сварке</li> <li>3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов</li> <li>4. Взрывоопасность и пожароопасность</li> <li>5. Электрический ток</li> </ol>
3. Охрана окружающей среды:	<p>При ремонте МГ воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Ремонт трубопровода сопровождается:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>2. нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>3. загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>4. повреждением почвенно-растительного покрова;</li> </ol>

4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных объектах»; РД 39-132-94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Расчитать потребный воздухообмен во временном жилом помещении

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.05.2018г
--	-------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Инженер	Инженер		22.05.2018г

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	У Сичи		22.05.2018г

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 95 с., 20 рис., 6 табл., 66 источников, 3 прил.

Ключевые слова: противотурбулентная присадка, гидравлическая эффективность, характеристика трубопровода, испытания присадок, кривая эффективности.ПТП, эффективная вязкость

---

Объектом исследования является (ются) в провести экспериментальные исследования движения смеси нефтей по нефтепроводу и обосновать зависимости, Провести анализ методов повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов и Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов

Цель работы – анализ применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.

В процессе исследования проводились анализ литературных источников, рассмотрение и анализ различных схем организации строительного контроля.

В результате исследования анализ литературных источников, рассмотрение и анализ различных схем организации строительного контроля.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: В ходе работы предлагается уменьшить эксплуатационные затраты потребителей путем введения в гидросистему противотурбулентных присадок, снижающих гидродинамическое сопротивление течению рабочей жидкости в трубопроводах.

---

Степень внедрения: \_\_\_\_\_

---

Область применения: \_\_\_\_\_

---

Экономическая эффективность/значимость работы –ПТП суспензионного типа показало, что данная присадка по своим характеристикам не уступает самым лучшим импортным аналогам. В то время общие затраты на 1366,035 тыс.руб. решения этой проблемы предлагается использование эффект Томса.

---

В будущем планируется \_\_\_\_\_

---



## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение.....</b>	<b>1</b>
<b>Глава 1 литературный обзор в области применения химических реагентов для магистральных нефтепроводов.....</b>	<b>17</b>
1.1 История открытия эффекта Томса .....	17
1.1.1 Теоретическое и прикладное значение эффекта Томса.....	17
1.2 Противотурбулентные присадки.....	23
1.2.1 Способы получения противотурбулентных присадок .....	23
1.3 Дegrаdация полимерных растворов при турбулентном течении.....	32
<b>Глава 2 Методы повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов.....</b>	<b>37</b>
2.1 Состояние проблемы энергоэффективности трубопроводного транспорта нефтепродуктов.....	37
2.2 Применение химических реагентов при подготовке нефти .....	37
2.3 Применение химических реагентов для повышения энергоэффективности нефтепроводов .....	49
2.3.1 Реактивы и вещества для приготовления полимерных растворов и коллоидных систем.....	49
2.3.2 Идентификация полимерных макромолекул и определение их структуры.....	51
2.3.3 Метод определения гранулометрического состава дисперсии полимера .....	52
2.3.4 Метод исследования скорости растворения противотурбулентных присадок.....	53
2.3.5 Определение вязкости концентрированных растворов полимеров и противотурбулентных присадок.....	53
2.3.6 Турбореометрический метод исследования полимеров .....	53
2.4 Особенности применения противотурбулентно присадки на магистральных нефтепроводах, оснащенных сард на базе МНА с ЧРП .....	59
2.4.1 Применение ПТП на ТС ВСТО .....	62

<b>Глава 3 закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта. ....</b>	<b>71</b>
3.1 Практическое применение противотурбулентных присадок .....	71
3.2 Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат.....	73
3.3 О совершенствовании методов определения эффективности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах...	87
<b>Глава 4 Организационно-экономическая часть .....</b>	<b>90</b>
4.1 Организационно-техническая подготовка к капитальному ремонту.....	89
4.2 Методы производства работ.....	90
4.3 Сроки и продолжительность строительства.....	92
4.4 Ведомость объёмов основных ремонтно-строительных, монтажных и специальных строительных работ.....	93
4.5 Потребность в строительных машинах и механизмах.....	94
4.6 Потребность в кадрах.....	95
4.7 Ведомость потребности в строительных конструкциях, изделиях, материалах и оборудовании.....	96
4.8 Потребность в энергетических ресурсах и воде.....	97
4.9 Временные здания и сооружения.....	98
4.10 Техничко-экономические показатели.....	99
4.11 Расчет финансовых потерь.....	100
<b>Глава 5 Социальная ответственность.....</b>	<b>105</b>
5.1 Производственная безопасность.....	106
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	107
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	112
5.2 Экологическая безопасность.....	113
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	115

5.4 Законодательное регулирование проектных решений.....	117
<b>Заключение .....</b>	<b>121</b>
<b>Список сокращений и условных обозначений.....</b>	<b>122</b>
<b>Список литература .....</b>	<b>124</b>



## Введение

В наступившем новом тысячелетии нефтегазовый комплекс по-прежнему остается приоритетной составляющей энергетической базы страны. Отсюда и большое внимание к нефтегазовой отрасли и одному из важнейших ее разделов трубопроводному транспорту нефти и нефтепродуктов.

В современных условиях основной задачей развития этой отрасли является разработка энергосберегающих технологий и повышение эффективности работы действующих магистральных нефтепроводов.

Одним из путей решения данной задачи является использование химических реагентов, улучшающих реологические свойства перекачиваемых нефтей и нефтепродуктов, обеспечивающих более полную очистку полости труб, существенно снижающих энергозатраты на перекачку.

С развитием химической промышленности происходит расширение ассортимента реагентов, и, соответственно, увеличиваются области их применения. При этом создаются более узкоспециализированные реагенты, предназначенные для решения конкретных проблем трубопроводного транспорта.

Таким образом, использование химических реагентов становится одним из перспективных способов совершенствования процессов перекачки и эксплуатации нефтепроводов.

В связи с этим представляет научный интерес исследование и анализ развития и перспектив применения химических реагентов в области трубопроводного транспорта нефти.

					Анализ применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		У Сичи				Введение			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.								1	4
Консульт.									НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.									

## Цель работы.

На основании изучения литературных источников, архивных материалов и производственно технических документов по развитию трубопроводного транспорта и использованию в нем нефтехимических и химических продуктов, проанализировать и установить основные этапы и направления их применения, а также определить основные классы реагентов, улучшающих свойства перекачиваемых жидкостей и способствующих повышению эффективности эксплуатации действующих магистральных нефтепроводов.

Научная новизна работы заключается в том, что впервые в историко техническом плане рассмотрено использование химических реагентов процессе развития трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Впервые рассмотрена и проанализирована связь между развитием производства присадок химической и нефтехимической промышленностями и использованием их в трубопроводах.

Впервые применение присадок в трубопроводах рассматривается с исторической точки зрения для целого комплекса направлений их использования.

## Актуальность проблемы

Китай является одним из крупнейших мировых нефтедобывающих регионов и обладает развитой трубопроводной системой среди разведанных и эксплуатирующихся месторождений наиболее крупные — Дацинское нефтяное месторождение, нефтяное месторождение Шэнли, нефтяное месторождение Чанцин, нефтяное месторождение Ляохэ, месторождение Карамай, и ряд других. Добываемые нефти по своим физикохимическим свойствам, таким как вязкость, содержание асфальтенов, смол и парафинов весьма разнообразны. Нефти, обладающие такими свойствами, относятся к реологически сложным, отличающимся высокой температурой застывания.

В этой связи создание новой техники и технологии, эффективная

					Введение	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

эксплуатация действующих нефтепроводов будут определяться состоянием и уровнем разработок теоретических основ, лежащих в их основе, достигнутых на текущий момент, а также исследований, направленных на изучение и интенсификацию физических процессов.

Трубопроводный транспорт парафинистых нефтей был и остается достаточно серьезной проблемой для организаций, занятых их добычей и транспортом. На нефтепроводах, перекачивающих реологически сложные нефти, применяются традиционно сложившиеся специальные технологии перекачки. Все они основаны на внесении в поток либо дополнительной тепловой энергии «горячая» перекачка, трубопроводы с системами попутного электроподогрева, либо различного рода разбавителей, улучшающих текучесть перекачиваемой нефти (воды, маловязких нефтей, газа, депрессорных присадок и. т. п. ).

Несмотря на огромный объем работ в области улучшения реологических свойств аномальных нефтей, исследование их физикохимических свойств научный поиск новых методов воздействия на них является актуальным как для науки, так и нефтяной промышленности в целом.

Кроме отмеченных выше методов воздействия на высокопарафинистые нефти, актуальными являются исследования технологических и технических аспектов транспорта таких нефтей и разработка новых технологий, технических средств.

Если на начальном этапе применения противотурбулентных добавок они использовались в виде концентрированного раствора, содержащем не более 10 % полимера, то в настоящее время большинство добавок представляют собой композиции суспензионного типа с содержанием активного (полимерного) компонента до 30 %.

Сейчас противотурбулентные присадки (ПТП) в промышленных масштабах используются в регионах мира с относительно мягким климатом, поэтому актуальным является теоретическое и экспериментальное обоснование

					Введение	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

применения таких присадок в зонах с отрицательной среднегодовой температурой.

**Цель исследования** – Провести экспериментальные исследования движения смеси нефтей по нефтепроводу и обосновать зависимости, провести анализ методов повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов и Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов.

**Задачи:**

1. Провести литературный обзор в области применения химических реагентов для магистральных нефтепроводов;
2. Провести анализ методов повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов;
3. Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.

					Введение	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



# 1 Литературный обзор в области применения химических реагентов для магистральных нефтепроводов

## 1.1 История открытия эффекта Томса

В середине XX века, исследуя турбулентное течение раствора полиметилметакрилата (ПММА) в моноклорбензоле, английский химик Томе установил, что с одновременным увеличением вязкости жидкости при введении в неё полимера, увеличивается скорость течения турбулентного потока [1]. Открытое явление, впоследствии названное эффектом Томса в честь первооткрывателя, было совершенно неожиданным для состояния естествознания того времени [1]. Оно стало предметом серьезного изучения в гидродинамике, реологии и физической химии растворов полимеров. Многочисленными исследованиями было установлено, что экспериментально наблюдаемое снижение потерь давления на трение при постоянном объёмном расходе жидкости в цилиндрическом канале или увеличение пропускной способности при заданном перепаде давления достигается за счет уменьшения коэффициента гидродинамического сопротивления введенными высокомолекулярными добавками различной химической природы. Поэтому эффект Томса называют также явлением снижения гидродинамического сопротивления (СГДС).

### 1.1.1 Теоретическое и прикладное значение эффекта Томса.

Теоретическое описание эффекта снижения гидродинамического сопротивления.

					Анализ применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.	У Сичи				Литературный обзор в области применения химических реагентов для магистральных нефтепроводов			Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.								5	21
Консульт.								НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП	Бурков П.В. В.									

Теоретическое описание турбулентного движения жидкости само по себе является непростой и пока окончательно нерешенной задачей. При описании же эффекта Томса необходимо учитывать и другие дополнительные факторы, которые ещё больше усложняют задачу. К экспериментально установленным факторам, оказывающим влияние на способность полимеров снижать гидродинамическое сопротивление, следует отнести: молекулярную массу и молекулярномассовое распределение полимера, его концентрацию в растворе, температуру, вязкость и термодинамическое качество растворителя, конформационное состояние макромолекул в растворе, присутствие активных низкомолекулярных компонентов, деградацию полимера в процессе течения, предысторию растворов, число Рейнольдса, напряжение сдвига, диаметр трубы, шероховатость стенок, наличие местных сопротивлений и условия входа жидкости в цилиндрический канал.

Кроме того, иногда трудно выделить в чистом виде влияние на эффект какого-то параметра, поскольку изменение одного влечет за собой изменение других. Так, например, уменьшению температуры приводит к увеличению вязкости и изменению термодинамического качества растворителя, при этом меняется и конформационное состояние макромолекул в растворе. Неполное воспроизведение условий эксперимента различными исследователями является, по всей вероятности, ещё одной причиной противоречивости некоторых данных, описанных в литературных источниках.

К настоящему времени для объяснения сущности эффекта Томса предложено несколько десятков гипотез [2]. В зависимости от принятого подхода их можно условно разделить на три класса: адсорбционные, структурные и базирующиеся на реологии вязкоупругих сред.

Адсорбционные гипотезы предполагают, что снижение гидравлического сопротивления происходит благодаря адсорбции полимера на стенке трубы. Однако эксперименты [2] с добавками красителя показали, что адсорбция полимера на стенке незначительна. Не нашла подтверждения адсорбционная

гипотеза и в экспериментах авторов [2], которые наносили высококонцентрированный гель полимера на стенку трубы с последующей прокачкой воды. Ими было установлено, что этот гель постепенно смывается, в результате чего наблюдается увеличение коэффициента гидравлического сопротивления: для трубы диаметром 1,88 мм – после прокачки примерно 2000 ее объёмов, а для трубы диаметром 3,91 мм – 400 объёмов.

Структурные гипотезы предполагают, что полимерные добавки образуют в турбулентном потоке макро или микрочастицы [3], или возможно, макромолекулярные клубки [3], обеспечивающие гашение турбулентности.

Популярными гипотезами являются те, в которых объяснение снижения гидравлического сопротивления основывается на реологии вязкоупругих сред. Если влияние вязкоупругих свойств очевидно в концентрированных растворах, то в разбавленных растворах с вязкостью, близкой к вязкости перекачиваемой углеводородной жидкости, такое влияние надо ещё доказать. Наконец, некоторые растворы, обладающие вязкоупругими свойствами, не снижают гидравлического сопротивления. И, наоборот, растворы, не обладающие вязкоупругостью, снижают потери напора на трение при турбулентном течении.

Гипотезы первой группы связывают снижение сопротивления с соизмеримостью линейного масштаба турбулентности и радиуса вращения макромолекул. Во второй группе гипотез предполагается совпадение частоты турбулентных пульсаций и обратной величины времени релаксации молекулы полимера. третьей группе предполагается перераспределение энергетического баланса турбулентного потока в присутствии полимерных добавок. Большинство исследователей предпочитают модель, основанную на масштабе времени, поскольку линейный размер полимерной молекулы на несколько порядков меньше размера турбулентных вихрей в момент начала снижения сопротивления, тогда как время релаксации полимера примерно такого же порядка, что и временной масштаб турбулентности.

					Литературный обзор в области применения химических реагентов для магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Присутствие в растворе вязкоупругих макромолекулярных клубков с иммобилизованным растворителем приводит к увеличению скорости течения полимерного раствора ( $U_p$ ) по сравнению со скоростью течения растворителя ( $U_s$ ). Из этой модели выводится уравнение, адекватно описывающее зависимость приращения сред нерасходной скорости ( $\Delta U$ ) от гидродинамических параметров течения и физико-химических характеристик раствора полимера. Величина  $\Delta U$  в цилиндрическом канале задается напряжением сдвига, объёмной долей макромолекулярных клубков в растворе и их модулем упругости в растворителе с известными плотностью и вязкостью:

$$\Delta U = U_p - U_s = \psi * \frac{\tau_w}{\sqrt{\rho * G}} * \left(1 - \sqrt{\frac{G}{\tau_w}}\right), \quad (1.1)$$

где  $\psi = \frac{[\eta] * C}{1 + [\eta] * C}$  – объёмная доля макромолекулярных клубков в растворе, зависящая от характеристической вязкости  $[\eta]$  и концентрации раствора ( $C$ ), плотность которого ( $\rho$ );  $\tau_w = \frac{\Delta P}{2L} * R_w$  – напряжение сдвига на стенке трубы;  $\Delta P$  – потери давления на трение в цилиндрическом канале, длина и радиус которого ( $L$ ) и ( $R_w$ ) соответственно;  $G = \frac{KT}{V_k} = \frac{RT}{V_k} = \frac{RT}{[\eta] * M}$  – упругость макромолекулярного клубка, объём которого ( $V_k$ )  $k = 1,38 * 10^{-23}$ ; Дж/к постоянная Больцмана;  $T$  – абсолютная температура.

Так как основная часть жидкости перемещается в ядре турбулентного потока практически без изменения скорости слоев, то после умножения приращения скорости на площадь поперечного сечения трубы, равную  $\sim \pi R_w^2$ , получили формулу для расчета увеличения объёмного расхода  $\Delta Q = \pi R_w^2 * \Delta U$ . Следовательно, величина приращения объёмного расхода полимерного раствора  $\Delta Q = Q_p - Q_s$  по сравнению с объёмным расходом растворителя может быть рассчитана по формуле.

$$\Delta Q = R_w^2 * \psi * \frac{\tau_w}{\sqrt{\rho * G}} * (1 - \sqrt{\frac{G}{\tau_w}}) \quad (1.2)$$

В области развитой турбулентности, в которой значения напряжения сдвига имеют достаточно большие значения ( $\tau_w \gg G$ ), выражение 1.17 преобразуется до вида [4]:

$$\Delta Q = R_w^2 * \psi * \tau_w * 1 - \sqrt{\frac{3\pi}{2\rho * K T}} * V_k \quad (1.3)$$

### *Практическое применение эффекта Томса*

Эффект Томса нашел свое практическое применение во многих областях человеческой деятельности [4]. Магистральные нефтепроводы потребляют на собственные нужды 0,4% энергетического содержания нефти, перекачиваемой на 1000 км, а для продуктопроводов эта цифра равна 0,5% [5]. В последние три десятилетия особенно активно изучаются высокомолекулярные соединения, растворимые в углеводородных жидкостях [5].

Повышенный интерес к таким полимерам обусловлен производственной потребностью в них нефтеперекачивающих компаний, так как стремительное развитие сети магистральных нефтепроводов выдвигает важнейшую задачу снижения энергозатрат на транспортировку нефти [5].

В подавляющем большинстве случаев при перекачке нефти и нефтепродуктов по трубопроводам реализуется турбулентный режим течения, объёмный расход при котором слабо зависит от вязкости. Поэтому в последнее время все чаще применяются энергосберегающие технологии трубопроводного транспорта с использованием антитурбулентных присадок, которые, как было показано выше, снижают энергетические потери в трубопроводе за счет уменьшения коэффициента гидродинамического сопротивления.

В нефтеперекачивающей практике часто возникают ограничения по давлению. Когда в магистраль, работающую с полной нагрузкой, врезаются трубопроводы со вновь открываемых месторождений, существует проблема

					Литературный обзор в области применения химических реагентов для магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

«передавать» эту нефть, поскольку насосы не всегда способны обеспечить необходимый перепад, и, кроме того, трубы имеют ограничения по давлению. Такие проблемы часто возникают в разработке шельфовых месторождений, когда прокладывать новые магистральные трубопроводы крайне дорого. В этих случаях применение добавки просто необходимо.

Добавка полимера даёт возможность более гибко использовать сеть трубопроводов: расширять «узкие» места, восполнять объём поставок после вынужденного простоя, реагировать на дефицит электроэнергии в том или ином районе, а также на изменение рыночной цены на нефть. Кроме того, добавка полимера может применяться для ускоренного извлечения нефти из скважины, для сокращения времени загрузки и выгрузки танкеров. С помощью присадки можно учитывать сезонное увеличение потребления тех или иных нефтепродуктов.

В последние годы большинство фирмпроизводителей противотурбулентных присадок (ПТП) отказались от производства высоковязких концентратов растворного типа, а сосредоточились на изготовлении противотурбулентных присадок нового поколения [6], обладающие рядом преимуществ.

*Во-первых*, переход от протитурбулентных присадок растворного типа к присадкам суспензионной формы сопровождается увеличением доли полезного (полимерного) вещества в единице объёма дозируемой жидкости.

*Во-вторых*, присадки нового поколения имеют коллоидную структуру, благодаря чему их вязкость на порядок ниже, чем у присадок растворного типа. Данные преимущества заметно оптимизируют её технологические свойства при вводе в промышленный трубопровод, находящийся в эксплуатационном режиме под высоким давлением.

Современные суспензионные ПТП содержат от 20 до 30 % полимера и способны увеличивать производительность нефтепроводов на величину до 25 %. Они сохраняют устойчивость к расслоению в течение длительного

времени и могут применяться в широком интервале температур от минус 40 до плюс 50 градусов.

В настоящее время мировое производство ПТП составляет около 20 тыс. тонн/год, из которых 7 тыс. тонн/год потребляется в Китай. Ведущими производителями ПТП в мире являются компании Baker Hughes и Conoco Phillips, которые на 90% обеспечивают потребность нефтедобывающей промышленности всего мира в антитурбулентных присадках [6].

При столь высоком потреблении ПТП на Китайском рынке производство отечественных присадок отсутствует. Себестоимость получения 1 кг присадки составляет примерно 140–150 рублей, а рыночная цена на зарубежные присадки превышает 300 рублей. Высокая цена при растущем спросе делает актуальной задачу по разработке способа получения и создания производства отечественной противотурбулентной присадки.

Приведенные примеры практического использования полимеров и противотурбулентных присадок на их основе свидетельствуют о высоком прикладном потенциале эффекта снижения гидродинамического сопротивления в трубопроводном транспорте нефти.

## 1.2 Противотурбулентный присадки

Преимущества применения присадок:

- Присадка вводится в жидкость, перекачиваемую по трубопроводу, на низких дозировках (ppm);
- Присадка не оседает на стенках трубопровода, а остается в составе текущей жидкости;
- Эффективность присадки зависит от физических характеристик трубопровода, гидродинамики и свойств жидкости;
- Обеспечивает быстрое увеличение пропускной способности трубопровода, особенно в периоды пиковых нагрузок. Может также использоваться периодически для снижения временных пиковых нагрузок;

- Низкие первоначальные затраты;
- Позволяет уменьшить количество насосных станций, что сокращает до минимума расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание при сохранении высокой производительности;
- Снижает расходы на электроснабжение насосных станций;
- Снижает рабочее давление при сохранении пропускной способности;
- Снижает риск порыва трубопроводов;
- Позволяет снизить капиталовложения.

### 1.2.1 Способы получения противотурбулентных присадок

Полимеры, используемые в составе противотурбулентных присадок должны хорошо растворяться в углеводородных жидкостях и иметь высокую молекулярную массу ( $M_r$ ) в несколько миллионов. Из растворимых в углеводородах полимеров в составе антитурбулентных присадок наибольшее применение нашли полимеры и сополимеры высших альфа-олефинов.

Во-первых, из-за возможности синтеза на катализаторах Циглера-Натта высших альфа-олефинов со сверхвысокой молекулярной массой и, во-вторых, стоимость этих полимеров относительно невысока. Исследование состава существующих на рынке ПТП показало, что из альфа-олефинов наибольшее практическое применение нашли полимеры и сополимеры 1-гексена и 1-децена.

Все противотурбулентные присадки, применяющиеся в настоящее время, можно разделить на две группы: растворные (гелиевые) и суспензионные. Растворные присадки представляют собой раствор полимера в неполярной жидкости, такой как гексан, нефрас, керосин и др. Суспензионные присадки, в свою очередь, представляют собой суспензию полимера в слабополярных жидкостях, таких как спирты, гликоли и их эфиры. Суспензионные присадки содержат более 25 % активного полимера, в то время как растворные присадки менее 10 %.

В истории развития и становления технологии получения

					Литературный обзор в области применения химических реагентов для магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12



противотурбулентных присадок отчетливо прослеживаются несколько этапов. На первом этапе были разработаны каталитические системы полимеризации высших альфаолефинов. Работы велись в основном в направлении повышения гидродинамической эффективности образующихся полимеров и их растворимости в нефти и нефтепродуктах [7]. Результатом явилось создание растворных противотурбулентных присадок.

На втором этапе развиваются различные способы получения эффективных суспензионных противотурбулентных присадок, в основе которых в большинстве случаев лежит блочная полимеризация и криогенное измельчение блочного полимера.

В настоящее время активно разрабатываются способы, позволяющие получить суспензию полимера уже на стадии полимеризации. К ним относятся микроблочная полимеризация в капсулах и суспензионная полимеризация в среде перфторированных алканов. Схематическая диаграмма, отражающая классификацию способов получения противотурбулентных присадок, приведена на рисунке 1.11.

Первые противотурбулентные присадки, представляющие собой раствор полимера в углеводородном растворителе, появились в 80-х годах прошлого столетия. Их получают, полимеризацией альфаолефинов в среде растворителя [8]. Такая технология получения растворной присадки проста и является практически безотходной. Мономер или смесь различных мономеров смешивается с углеводородным растворителем, который хорошо растворяет как сами мономеры, так и образующийся в результате химической реакции полимер и одновременно проявляет инертные свойства по отношению к компонентам каталитической системы. В качестве растворителя используют легкие углеводороды, предпочтительно нефрас (прямогонный бензин) с интервалом кипения от 75 до 150 °С. Более легкие фракции нефти нежелательно применять из-за их возможных потерь при хранении присадки вследствие их испарения, более тяжелые – могут содержать примеси,

					Литературный обзор в области применения химических реагентов для магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

отравляющие катализатор.



Рисунок 1.1 – Классификация способов получения противотурбулентных присадок.

Для проведения растворной полимеризации чаще всего применяют реактор с рубашкой периодического типа (рисунок 1.2). В реактор загружают растворитель [9], мономер (либо смесь мономеров), охлаждают до необходимой температуры, продувают азотом и вносят компоненты катализатора: трихлорид титана и диэтилалюминий хлорид (ДЭАХ). Объемное содержание мономера не должно превышать 12–15 %, иначе вязкость продукта становится слишком высокой.

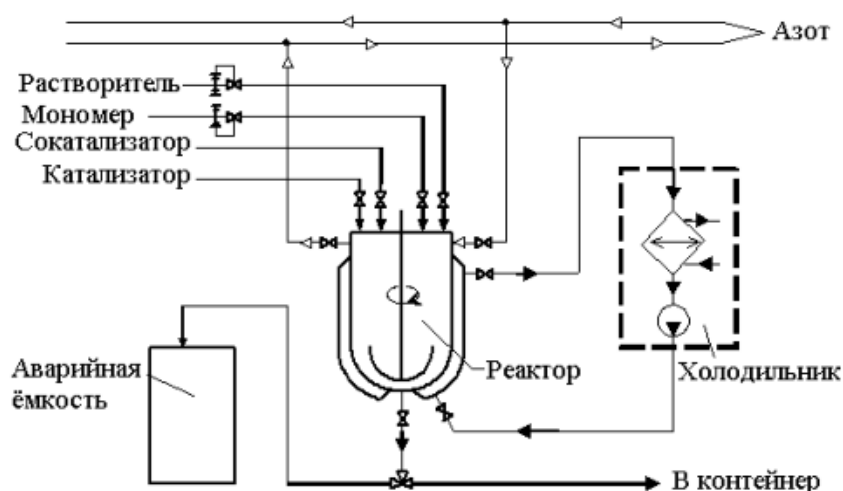


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема процесса получения растворной

присадки.

Несомненным достоинством этой технологии является то, что присадка получается без отходов и в одну стадию [10]. Основным направлением исследований, описанных в конце 80-х годов, было увеличение скорости растворения присадки в углеводородной среде. Прежде всего, данная задача решается применением различных мономеров и путем синтеза рентгеноаморфных сополимеров высших альфаолефинов [10].

Несмотря на кажущуюся привлекательность технологии, присадки растворного типа обладают рядом недостатков. Главный недостаток растворных присадок – их высокая вязкость, из-за которой для закачки в трубопровод требуется создание высокого давления дозирующих насосов. Кроме того, содержание полимера в растворной присадке составляет не более 10 %, а это из-за большой доли (90 %) содержания гидродинамически неактивного растворителя связано с большими транспортными издержками при её доставке от производителя к потребителю.

В силу указанных выше недостатков, растворные присадки практически уступили место присадкам суспензионного типа. Противотурбулентные присадки суспензионного типа представляют собой суспензию частиц полимера, имеющих размер от 50 до 1000 мкм, в среде органической жидкости-растворителя. В роли растворителя используют высшие спирты, гликоли, простые и сложные эфиры и их олигомеры, а также смеси из вышеперечисленных веществ, которые при попадании в нефть неограниченно с ней смешиваются. Для предотвращения агломерации частиц полимера применяют антиагломераторы, в качестве которых можно использовать соли органических кислот, амиды или сложные эфиры высших карбоновых кислот [11].

ПТП суспензионного типа содержат больше полимера (25–35 %) по сравнению с растворными присадками, при этом они имеют на порядок меньшую вязкость и в случае водной основы совершенно не огнеопасны.

					Литературный обзор в области применения химических реагентов для магистральных нефтепроводов	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Однако их главным преимуществом является более высокая эффективность, поскольку суспензионные присадки готовят из блочного полимера, имеющего очень высокую молекулярную массу, чем полимер, полученный полимеризацией в среде растворителя.

В большом количестве патентов, относящихся к способу получения ПТП суспензионного типа, описано криогенное измельчение полимеров [12], которое включает в себя следующие стадии:

1. Получение блочного полимера высших альфа-олефинов;
2. Охлаждение полимера ниже температуры его стеклования в среде жидкого азота и его криогенное измельчение;
3. Приготовление устойчивой суспензии частиц в жидкостинерастворителе.

Стадия блочной полимеризации должна протекать в реакторе, изолированном от атмосферного кислорода и влаги, чтобы не дезактивировать катализатор Циглера–Натта. Кроме того, общей проблемой блочной полимеризации является предотвращение разогрева реакционной массы. Экзотермическая реакция полимеризации высших альфа-олефинов в массе мономера на глубоких стадиях превращения сопровождается местными перегревами из-за высокой вязкости среды. Повышение температуры реакции всегда приводит к снижению молекулярной массы продукта, поэтому для успешного осуществления блочной полимеризации подбирают геометрию реактора таким образом, чтобы обеспечивался эффективный теплосъём.

К недостаткам блочной полимеризации можно также отнести длительное время синтеза (несколько суток при периодической загрузке), сложность контроля температурного режима процесса и отвода тепла, выделяющееся в результате полимеризации. При ведении процесса до очень глубоких конверсий (более 90 %) возможно образование «балластного» полимера с невысокой молекулярной массой. В случае остановки процесса на 70–80 % конверсии возникает проблема утилизации не вступившего в реакцию мономера.

Продукт блочной полимеризации представляет собой полимеры и сополимеры высших  $\alpha$ -олефинов, которые являются высокоэластичными каучукоподобными материалами с низкой температурой стеклования (поли-1-октен, например, имеет температуру стеклования ниже минус  $70^{\circ}\text{C}$ ), их механическое измельчение проводят в среде жидкого азота, т.е. ниже их температуры стеклования. Полимер охлаждают ниже температуры стеклования и подают в криомельницу, где происходит измельчение до размера несколько сотен микрон. Продукт помола поступает в сепаратор, где мелкую фракцию отделяют от крупной и подают в резервуар для приготовления суспензии. Крупную же фракцию возвращают на измельчение.

Для эластомерных материалов характерно холодное течение, поэтому важной проблемой является предотвращение слипания частиц измельчённого полимера в крупные агломераты. Применение ПАВ в процессе измельчения, например, стеарамида [13], препятствует слипанию крошки. Воски, кремнезём, сажа, глина, тальк, стеараты металлов могут также с успехом применяться для предотвращения агломерации частиц полимера в суспензии.

Основным недостатком описанной технологии является необходимость применения криогенного измельчения полимера, которое приводит к механической деструкции молекул полимера, и, как следствие, к снижению его молекулярной массы и ухудшению его способность уменьшать гидродинамическое сопротивление. Помимо этого, высокая стоимость жидкого азота, а также небезопасность эксплуатации установок криогенного измельчения также делает технологию проблематичной. Поэтому в настоящее время наблюдается тенденция исключения криогенного измельчения из технологии получения противотурбулентной присадки суспензионного типа.

В качестве одного из альтернативных способов измельчения полимера до частиц размером менее 600 мкм применяют мельницы ротор-статорного типа [14]. Измельчение полимера в них достигается за счет многократной циркуляции частиц полимера через измельчающий механизм, состоящий из

двух режущих дисков (ротора и статора), вращающихся в противоположных направлениях. Частицы измельченного полимера помещают в дисперсионную среду, в которую предварительно добавляют антиагломератор. Полученная суспензия представляет собой готовую противотурбулентную присадку.

Недостатком вышеописанного способа является интенсивное механическое воздействие на частицы полимера в процессе измельчения, которое приводит к деструкции молекул и потери молекулярной массы полимера. Помимо этого, стоит иметь в виду, что поли-альфа-олефины являются весьма пластичными материалами, которые практически невозможно измельчить при комнатной температуре ввиду их налипания на детали измельчающих механизмов. Кроме того, частицы полимера значительно разогреваются в процессе измельчения, что приводит к их слипанию друг с другом.

Другим подходом к получению суспензионных ПТП, принципиально отличающимся от вышеописанных способов, является получение суспензии еще на стадии полимеризации альфа-олефинов. В патенте [15] описан способ, смысл которого заключается в том, что ПТП получают путем капсулирования и последующей микроблочной полимеризацией высших альфа-олефинов. С помощью специальной форсунки капельки мономера, содержащего катализатор, помещают в оболочку, предотвращающую отравление катализатора. Внутри форсунки имеется цилиндрический канал малого диаметра, окруженный цилиндрическим каналом большего диаметра. Через канал малого диаметра поступает мономер с катализатором, а через межтрубное пространство между двумя каналами поступает материал оболочки. Скорости потоков подобраны таким образом, что материал оболочки равномерно покрывает капельки мономера с катализатором, в результате образуются капсулы, в которых в течение 24–72 часов протекает процесс микроблочной полимеризации высших альфа-олефинов до конверсии 95 %.

В основе еще одного способа получения ПТП, описанного в патенте [16],

					Литературный обзор в области применения химических реагентов для магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

лежит осуществление суспензионной полимеризации альфа-олефинов в среде перфторированных алканов (ПФА). С одной стороны, ПФА являются инертной средой и поэтому не дезактивируют активные центры каталитической системы Циглера-Натта. С другой стороны, ПФА не являются растворителем как для высших альфа-олефинов, так и для их полимеров, что позволяет осуществить суспензионную полимеризацию. Продуктом суспензионной полимеризации высших альфа-олефинов является тонкодисперсная суспензия, которая после замены дорогостоящего ПФА на дисперсионную среду другой химической природы представляет собой товарную форму ПТП суспензионного типа.

Недостатком всех перечисленных способов формирования ПТП суспензионной формы является использование дорогостоящих компонентов, многостадийность процесса, применение специфического оборудования и повышенные требования к соблюдению нюансов технологического регламента.

Одна из первых попыток получить суспензию полимера из раствора путем осаждения описана в патенте [17]. В указанной работе осаждение полимера из раствора происходит путем постепенного добавления изопропилового спирта. При таком медленном добавлении изопропиловый спирт абсорбируется раствором полимера, и в определенный момент происходит образование суспензии. Безусловным преимуществом данного способа по сравнению с механическим измельчением блочного полимера является снижение доли ручного труда, так как отпадает необходимость получать мелкодисперсную крошку полимера.

Вместе с тем осаждение полимера изопропиловым спиртом имеет ряд серьезных недостатков. Изопропиловый спирт является малоподходящей средой для суспензионных ПТП вследствие своей высокой летучести и токсичности. Высокая летучесть спирта может привести к изменению состава ПТП при хранении, что в итоге может вызвать нарушение устойчивости суспензии и агломерацию частиц полимера. Невозможность использовать изопропиловый спирт в качестве дисперсионной среды для ПТП приводит к

появлению дополнительных технологических стадий, таких как отделение полимера от жидкости с последующим разделением осадителя и растворителя, концентрирование суспензии и приготовление товарной формы ПТП. Помимо этого, в случае использования блочного полимера стоит учитывать также наличие стадии приготовления раствора полимера в углеводородном растворителе.

Таким образом, множество дополнительных стадий делает описанный способ трудоемким и энергозатратным. Альтернативным методом получения тонких дисперсий является превращение полимера в суспензионную противотурбулентную присадку путем переосаждения. [18]

Для получения тонкодисперсной суспензии предлагается использовать термическое переосаждение полимеров высших альфа-олефинов в жидкости, которая образует с полимером систему с верхней критической температурой смешения, значение которой лежит ниже +50 °С. Такая жидкость является не растворителем для сополимера при температуре близкой к комнатной и становится растворителем при температуре выше критической температуры смешения. К недостаткам данного способа можно отнести следующее:

**Во-первых**, перед растворением блока полимерного тела требуется проведение подготовительной стадии измельчения высокоэластичного полимера, что сопровождается дополнительными затратами на оборудование и электроэнергию. Кроме того, на этой стадии, возможно протекание полимерных цепей;

**Во-вторых**, при нагревании системы выше критической температурой смешения, вследствие инерционности растворения высокомолекулярных соединений, необходимо достаточно длительное время до полной гомогенизации раствора, что снижает общую производительность. Кроме того, длительное нагревание приводит к термической деструкции полимера и, как следствие, к снижению качества ПТП;

**В-третьих**, при охлаждении системы часто происходит расслоение, что



приводит к образованию скорее не суспензии, а хлопьевидного полимера, набухшего в не растворителе (например, в смеси гексанол-1 и монометиловый эфир в соотношении 2:1). При больших концентрациях полимера данная система является очень нестабильной и может легко коагулировать в единый массивный студень.

### 1.3 Деградация полимерных растворов при турбулентном течении

Еще на начальном этапе изучения эффекта снижения гидродинамического сопротивления была отмечена нестабильность полимерных растворов в сдвиговом поле скоростей [19], которую исследователи часто объясняют деструкцией макромолекул.

Деструкция, приводящая к разрыву ковалентных связей основной полимерной цепи и уменьшению молекулярной массы, может быть вызвана различными причинами: нагреванием раствора или механическим воздействием при его перемешивании, прохождением раствора через местные сопротивления в трубопроводных сетях или участков с продольным растяжением [20], действием окислителей и т.д.

При увеличении напряжения сдвига на стенке трубы интенсивность деструкции возрастает, а при прохождении через насосные перекачивающие станции (НПС) протяженных магистральных нефтепроводов эффективность противотурбулентных добавок падает вплоть до нуля. В работе [21] методом эксклюзионной жидкостной хроматографии было изучено молекулярно-массовое распределение (ММР) полистирола при воздействии на его разбавленный раствор продольного гидродинамического поля. Они установили, что разрыв молекул происходит преимущественно посередине, а величина эффективного времени жизни цепи как целого в продольном поле является сильно убывающей функцией ММ цепи и градиента скорости.

В настоящее время существует и иная, но менее распространенная точка зрения на нестабильность полимерных растворов. В работе наблюдаемые

факты снижения величины эффекта авторы объясняют не уменьшением молекулярной массы полимерного образца вследствие разрыва полимерной цепи, а деградацией полимерных растворов, не объясняя физико-химический смысл, который они вкладывают в этот термин.

В работе [22] были проведены исследования влияния химически активных соединений по отношению к двойной связи, имеющейся в диеновых полимерах. Были изучены три качественно различных раствора: полибутадиен ( $C = 0,05$  кг/м<sup>3</sup>) в толуоле; полибутадиен ( $C = 0,05$  кг/м<sup>3</sup>) в толуоле, насыщенном гидрохиноном и полибутадиен ( $C = 0,05$  кг/м<sup>3</sup>) в толуоле, насыщенном перекисью бензоила (рисунок 1.9). Как следует из рисунка 1.9, кривая 2, описывающая уменьшение приращение объёмного расхода полимерного раствора (уменьшение эффективности полимерного раствора с гидрохиноном), расположена на рисунке хотя и несколько ниже, но симбатна кривой двухкомпонентной системы полибутадиен – толуол (кривая 1). Меньшую величину эффекта полимерного раствора с гидрохиноном по сравнению с двухкомпонентным раствором мы объясняем изменением термодинамического качества растворителя, что сопровождается изменением степени иммобилизации растворителя макромолекулярными клубками и, соответственно, их объёмов. Скорость же падения эффективности полимерного раствора с перекисью бензоила заметно больше (рисунок 1. 9, кривая 3), и этот раствор после десяти проходов приобретал желтую окраску. Появление окраски у растворов с перекисью бензоила свидетельствует о протекании в системе химических превращений. Перекись бензоила, будучи соединением малоустойчивым к термическому воздействию, под действием сдвиговых усилий и интенсивного выделения тепла при течении в пристенной области трубы легко распадаются на активные радикалы, которые раскрывают двойные связи полибутадиеновых цепей. Образующиеся при этом полимерные макрорадикалы взаимодействовали с ближайшими в пространстве двойными связями макромолекул, и, таким образом, происходит внутри и

межмолекулярная «сшивка» цепей с образованием полимерных смол. Упругость (жесткость) таких пространственно «сшитых» макромолекул заметно возрастает, поэтому величина эффекта падает.

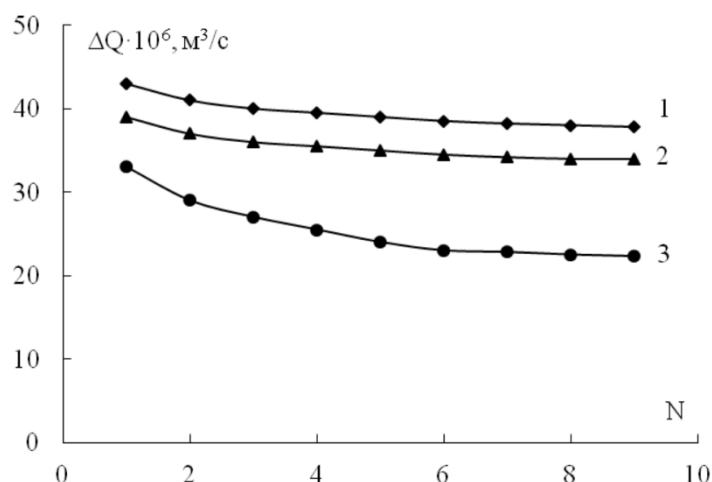


Рисунок 1.9 – Зависимость величины эффекта Томса от числа проходов раствора

полибутадиена ( $C = 0,05$  кг/м<sup>3</sup>) в толуоле через канал турбулентного реометра [23]:

- 1 – двухкомпонентный раствор полимера;
- 2 – полимерный раствор, насыщенный гидрохиноном;
- 3 – полимерный раствор, насыщенный перекисью бензоила;

Аналогичную интерпретацию допускают и результаты работы различных авторов [24], в которых отмечается падение эффекта в растворах полимеров, обладающих химически активными функциональными группами. Например, в водном растворе полиакриловой кислоты в присутствии ионов многовалентных металлов происходит внутримакромолекулярная «сшивка», сопровождающаяся увеличением жесткости полимерных клубков, что приводит к падению величины эффекта.

Также нами отмечено [23], что при многократном прохождении через цилиндрический канал реометра предельно разбавленных водных растворов полиэлектролитов в средах с различными значениями pH, наблюдается резкое изменение величины приращения объёмного расхода ( $\Delta Q$ ) полимерного

раствора по сравнению с объёмным расходом растворителя.

Как следует из рисунка 1.3 (прямая 1), величина эффекта Томса у раствора полиакриловой кислоты в щелочной среде ( $\text{pH} = 10$ ) не меняется при каждом последующем проходе раствора через канал реометра.

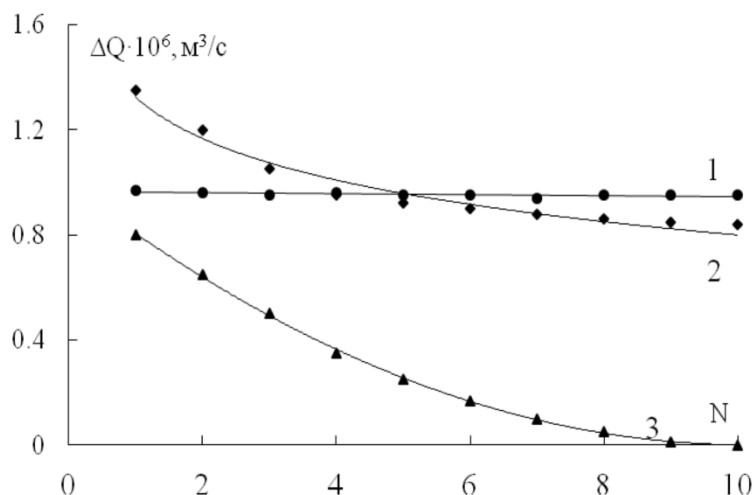


Рисунок 1.3 – Зависимость приращения объёмного расхода жидкости ( $\Delta Q$ ) от числа.

проходов через цилиндрический канал турбореометра разбавленных растворов полиакриловой.

кислоты ( $C = 0,002 \text{ кг/м}^3$ ) в средах с различными значениями  $\text{pH}$  [24]:

1 –  $\text{pH} = 10$ ; 2 –  $\text{pH} = 7$ ; 3 –  $\text{pH} = 3$

Макромолекулы при  $\text{pH} = 10$  ионизованы вследствие полной диссоциации карбоксильных групп и их клубки, заметно увеличившиеся в объёме вследствие отталкивания отрицательных зарядов, жестко локализованных на полимерной цепи, также взаимно отталкиваются [25]. Такие одноименно заряженные клубки, находящиеся в максимально развернутых конформациях, полностью заполняют объём раствора (объёмная доля макромолекулярных клубков в растворе  $\psi \approx 1$ ) и они не склонны формировать ассоциаты из нескольких макромолекул. Поэтому из-за отсутствия процесса распада крупных надмолекулярных ансамблей уменьшения эффекта не наблюдается [25]. В

нейтральной среде ( $\text{pH} = 7$ ) диссоциация карбоксильных групп слабой акриловой кислоты незначительна и суммарный отрицательный заряд на макромолекуле невелик, поэтому такие клубки способны образовывать ассоциаты, которые под действием сдвиговых нагрузок легко распадаются до размеров одиночных и изолированных друг от друга клубков ( $V_k$ ). Наконец, величина эффекта Томса у подкисленного раствора акриловой кислоты с каждым очередным проходом постоянно уменьшается вплоть до полного исчезновения (рисунок 1.10, кривая 3). В растворе при  $\text{pH} = 3$  диссоциация карбоксильных групп полностью подавлена, на цепях отсутствуют заряды, разворачивающие их, а поэтому объёмы клубков значительно меньше, чем в щелочной и нейтральной средах. Из этих нейтральных клубков могут формироваться надмолекулярные образования, легко разрушающиеся в сдвиговом потоке [26].

## 2 Методов повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов

### 2.1 Состояние проблемы энергоэффективности трубопроводного транспорта нефтепродуктов

Энергоэффективность отрасли определяется следующими основными факторами:

1. затратами энергии на собственные нужды предприятия, которые, в свою очередь подразделяются на технологические и вспомогательные;
2. количеством потерь энергоресурсов электрической энергии в трансформаторах и кабельных линиях, тепловой энергии в котельных и системе теплоснабжения, а также потерь нефтепродуктов при транспортировке, перевалке и хранении.

### 2.2 Применение химических реагентов при подготовке нефти

Во время добычи, транспортировки и переработки горючих полезных ископаемых используются не только специальные механизмы, но и определенные виды реагентов. От их качества зависит эффективность производства. Применение ПАВ, кислот и полимеров с начальных стадий разработки позволяет повысить продуктивность нефтяных пластов более чем на 15%.

Химические реагенты для нефти необходимы для:

1. уменьшения вязкости жидкости;
2. повышения эффективности продуктивных пластов;
3. растворения отложившихся в скважинах солей, парафинов, продуктов коррозии.

					Анализ применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		У Сичи			<div>Методов повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов</div>					
Руковод.		Саруев А.Л.								
Консульт.										
Рук-ль ООП		Бурков П.В.								
					Лит.		Лист		Листов	
							26		39	
					НИ ТПУ гр. 2БМ6А					

Для добычи черного золота применяются деэмульгаторы, обессоливатели, ингибиторы коррозии, солеотложений и гидратообразований, а также бактерициды и депрессорные присадки.

Реагентами для нефтепереработки служат присадки, которые повышают октановое число бензина, и те, которые уменьшают температуру застывания дизельного топлива.

**Химическими растворами для бурения являются:**

1. уменьшители водоотдачи буровых соединений на основе воды;
2. загустители для рабочих жидкостей;
3. понижатели тягучести;
4. добавки в буровые смеси;
5. добавки в тампонажные растворы.

На завершающей стадии эксплуатации нефтяных месторождений происходит резкий спад объемов добываемой продукции, повышается обводненность и тягучесть черного золота. Для того чтобы улучшить продуктивность пласта, снизить вязкость перекачиваемого сырья и предохранить трубопроводы от коррозии, применяются химические реагенты для добычи нефти. Существует несколько разновидностей данных растворов.

Замедлители коррозии нефтепроводов способны поглощать кислород, а также уничтожать бактерицидов и возбудителей разрушений. Ингибиторы солеотложений предохраняют трубы от скопления минеральных солей. Кроме того, некоторые реагенты предотвращают образование гидратов газов во время добычи, транспортировки и переработки черного золота.

Другие химические растворы – бактерициды – содействуют защите систем производства от роста сульфатовосстанавливающих, углеводородокисляющих и тионовых бактерий. А депрессорные присадки способствуют снижению температуры застывания нефти и стабильного газоконденсата путем диспергирования и блокирования размножения молекул парафинов.

Главными реагентами для бурения являются понижатели водоотдачи рабочих растворов на основе жидкости. Ими могут быть модифицированный крахмал, синтетический полимер, полианионная целлюлоза и карбоксиметилцеллюлоза. Данные химические вещества также могут выступать в качестве загустителей для буровых смесей.

Синтетические полимеры, лигносульфонаты и лигниты уменьшают тягучесть рабочих растворов. А добавками в данные смеси могут быть пеногасители, смазывающие вещества, бактерициды и промывочные жидкости. Добавки в тампонажные смеси – это понизители водоотдачи цементного раствора, дисперсанты, замедлители схватывания (или ретардеры), пеногасители, уменьшители трения, наполнители и стабилизаторы.

Такой реагент, как бентонитовый глинопорошок, специально предназначен для приготовления буровых растворов. А триполифосфат натрия необходим для уменьшения тягучести и регулирования реологии смесей для бурения, основанных на воде.

Реагенты для нефти применяются на каждом этапе производства: от бурения углублений до транспортировки добытого сырья к месту последующей обработки. Они используются в качестве добавок в буровые растворы для регулировки их реологических характеристик. Данные химические соединения увеличивают скорость и эффективность разработки скважин. Кроме того, некоторые разновидности добавок предназначены для капитальных ремонтных работ нефтяных углублений.

Изобретение относится к области нефтедобычи и может быть использовано при разработке нефтяных месторождений с высокой пластовой температурой, в том числе на поздних стадиях разработки. Реагент для нефтедобычи, содержащий порошкообразный полиакриламид ПАА, обработанный ионизирующим облучением, содержит порошкообразный ПАА с молекулярной массой 14-25 млн. ед. и степенью гидролиза 20-30%, обработанный ионизирующим облучением дозой 3-20 КГр ускоренными

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



электронами с энергией 5-10 МэВ в составе композиции, содержащей дополнительно 5-20 мас. % от массы ПАА стабилизатора порошка сульфата алюминия или алюмокалиевых квасцов. Способ нефтедобычи, включающий закачку в нагнетательную скважину оторочки, содержащей водный раствор хлоридов натрия и кальция с минерализацией 4-40 г/л или пластовой воды той же минерализации и указанный выше реагент при его концентрации 0,5-2,0 мас.%. Технический результат повышение температурного предела работоспособности реагента при сохранении простоты операций. 2 н.п. ф-лы, 4 табл., 4 пр.

Изобретение относится к области нефтедобычи и может быть использовано при разработке нефтяных месторождений с высокой пластовой температурой, в том числе на поздних стадиях разработки.

При разработке пластов с использованием систем поддержания пластового давления закачкой воды в пласт широко используется нагнетание в пласт оторочек гидрофильных полимерных систем, в частности на основе полиакриламида ПАА. Механизм действия этих систем основан на изменении направления потоков закачиваемой в нефтяной пласт воды, что приводит к увеличению охвата пласта заводнением, дренированию застойных зон нефтяного пласта и, как следствие, к получению дополнительной нефти.

Известен способ [27], в котором к раствору ПАА и ацетата хрома добавляют едкий натр до pH 8,0 и натрий углекислый кислый в количестве 2,48 мас.%. Недостатком способа является его сложность и использование экологически вредных солей тяжелых металлов.

Известен способ нефтедобычи, в котором в качестве сшивателя используются соли алюминия [27]. Способ заключается в попеременной закачке оторочек из раствора полимера, соли алюминия и пресной воды, объем которой рассчитывают по специальной формуле, учитывающей геопромысловые характеристики пласта (пористость, толщину высокопроницаемого участка, расстояние от забоя до места образования

вязкоупругого состава). Недостатком способа является предварительное проведение большого объема геофизических работ по определению конкретных параметров используемой формулы.

Наиболее близкими по технической сущности и достигаемому эффекту являются содержащий гель реагент добавка к воде для увеличения нефтедобычи, представляющая собой сшитый ионизирующим излучением в твердой фазе ПАА, и способ нефтедобычи с его использованием [28]. Этот реагент, в отличие от других сшитых систем, представляет собой однокомпонентный продукт. Его применение на скважине ограничивается смешением его с водой, в результате чего образуется суспензия из частичек мягких гелей (полимерно гелевая система), которая легко закачивается в пласт и дает существенное увеличение добычи нефти. Однако этот реагент и способ нефтедобычи с его использованием применимы только в случае пластовых температур, не превышающих 60-70°C.

Целью изобретения является повышение температурного предела работоспособности реагента при сохранении присущей прототипу простоты технологических операций.

Поставленная цель достигается тем, что реагент для нефтедобычи, содержащий порошкообразный полиакриламид ПАА, обработанный ионизирующим облучением, содержит порошкообразный ПАА с молекулярной массой 14-25 млн. ед. и степенью гидролиза 20-30%, обработанный ионизирующим облучением дозой 3-20 КГр ускоренными электронами с энергией 5-10 МэВ в составе композиции, содержащей дополнительно 5-20 мас. % от массы ПАА стабилизатора-порошка сульфата алюминия или алюмокалиевых квасцов.

Поставленная цель достигается также тем, что способ нефтедобычи включает закачку в нагнетательную скважину оторочки, содержащей водный раствор хлоридов натрия и кальция с минерализацией 4-40 г/л или пластовой воды той же минерализации и указанный выше реагент при его концентрации

0,5-2,0 мас. %

Сущность изобретения состоит во взаимодействии частиц полиакриламида и сернокислой соли алюминия, обработанных совместно в твердой фазе ускоренными электронами с энергией 5-10 МэВ дозой 3-20 кГр, в водной среде с образованием дисперсной полимерно-гелевой системы на основе металло-полимерного композита. Этот продукт сохраняет реологические свойства полимерно-гелевой системы, присущие прототипу, но обладает более высокой термической стабильностью. Совместная обработка полиакриламида и соли алюминия позволяет получить готовый к использованию продукт непосредственно после обработки ионизирующим излучением и одновременно сохранить инициированные ионизирующим излучением радикалы как в полимере, так и в алюминиевой соли до непосредственного контакта реагента с водной средой. При этом совместное растворение полиакриламида и соли алюминия в воде не приводит к быстрому росту эффективной вязкости дисперсной полимерно-гелевой системы, так как реакция протекает внутри гелевой частицы и ее реологические свойства почти не изменяются. Эффективность реагента может быть повышена, если в качестве воды для приготовления указанной полимерно-гелевой системы использовать воду с минерализацией 4-40 г/л, которую можно приготовить добавкой к пресной воде хлоридов натрия и кальция или использовать пластовую воду с той же минерализацией. Увеличение эффективности реагента происходит за счет уменьшения объема гелевых частиц сшитого гидролизованного полиакриамида, которое происходит за счет снижения эффективного заряда ионогенных звеньев (карбоксильных групп) полиакриламида, вызванного повышением электропроводности водного раствора при добавке солей натрия, кальция.

При закачке полимерно-гелевой системы с использованием предлагаемого реагента его оптимальная концентрация в воде составляет 0,5-2 мас.%. При концентрации более 2% система не может быть закачана в пласт из-за высокой

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

вязкости. При концентрации менее 0,5% эффективность применения снижается из-за того, что дальнейшее разбавление не приводит к увеличению объема закачиваемого в пласт геля.

Техническим результатом является повышение температурной стабильности гелеобразного металло-полимерного композита, следствием чего является возможность использовать его при пластовых температурах 60-100°C, в том числе в пластах с низкой проницаемостью коллектора, на поздних стадиях разработки.

Например: в лабораторных условиях проведено исследование фильтрационных свойств полимерно-гелевых систем, полученных смешением заявляемого реагента с пресной (минерализация 0,5 г/л) и пластовой (минерализация 20 г/л) водой при фильтрации через сетки с размером пор, близким к размеру пор поровых каналов пород пласта нефтяных месторождений. С этой целью изготовлен лабораторный стенд, включающий проточную фильтрационную ячейку, с одной стороны которой крепятся сменные фильтры-сетки, а с другой стороны ячейка соединена со шприцевым насосом, который с постоянной объемной скоростью нагнетает воздух в ячейку, создавая давление. Образец под действием давления газа начинал фильтроваться через сетку. Термостабильность рассчитывали по изменению остаточного гидравлического сопротивления сеточного фильтра диаметром 10 мм после фильтрации через него фиксированного объема полимерно-гелевой системы объемом 40 мл до и после термообработки ее при температуре 95-100°C в течение 20 и 72 часов. В процессе фильтрации измеряли объем фильтрата, время и давление газа, под действием которого происходила фильтрация образца через сетку. Сетка с диаметром ячеек 50 мкм, 100 мкм и 300 мкм, близких по размеру ячеек к размеру пор пластовых пород, что моделирует условия фильтрации в пласте. При фильтрации гелей через сеточный фильтр часть гелей закупоривает ячейки сетки, что приводит к возрастанию гидравлического сопротивления. Стабильность гелей оценивали

по величине остаточного сопротивления на сетке, создаваемого гелевыми частицами, которые не разрушились при термообработке. Величину деструкции рассчитывали по изменению остаточного гидравлического сопротивления на сеточном фильтре после фильтрации гелевой системы в интервале времени термообработки между началом и концом этапа термообработки по формуле:

Где  $\Delta P_1$ ,  $\Delta P_2$  - остаточное сопротивление, измеренное в кПа, на сетке соответственно в начале и конце этапа термообработки.

Образцы готовились следующим образом: порошкообразный полиакриламид с молекулярной массой 20 млн. ед. смешали с 10 мас.% (от массы полиакриламида) алюмокалиевых квасцов и обработали ускоренными электронами с энергией 8 МэВ дозой 12 кГр. Полученный продукт в количестве 0,5 мас.% смешали с водой пресной или пластовой и после набухания и образования полимерно-гелевой системы исследовали его фильтрационные свойства на описанном выше стенде. Часть образцов помещали в термостат с температурой в интервале 95-100°C и выдерживали их 20 или 72 часа. Далее исследовали их фильтрационные свойства. Результаты измерений для случая полимерно-гелевых систем, приготовленных как с применением обработки ускоренными электронами с энергией 8 МэВ, дозой 12 кГр с добавками стабилизаторов алюмокалиевых квасцов и сульфата алюминия. Свойства полимерно-гелевых систем, приготовленных на пресной и пластовой водах представлены в таблице 1.1

Таблица 1.1 Результаты испытаний фильтрационных и термических свойств полимерногелевых систем на основе полиакриламида, обработанного ионизирующим излучением с добавкой стабилизатора.

№	Система	Сел на, мкм	Вода пресная			Вода пластовая		
			остаточное сопротивление, КПа		Десгрук-ция, %	остаточное сопротивление, КПа		деструкция %
			20 час	72 час		20 час	72 час	
	20 млн сд.							
1	Г1АА+УЭ	50	0.5	0.5	100	0.5	0.4	100
2	ПАА+УЭ	100	0.5	0.5	100	0.4	0.3	100
3	ПАА+УЭ	300	0.5	0.3	ИЮ	0.2	0.2	100
4	ИАА+УЭ+К	50	39.8	37.0	7	42.7	36.4	15
5	ПЛЛ+УЭнК	100	17.9	15.6	13	18.6	16.7	10
6	ПЛЛ+УЭ+К	300	3.0	2.0	67	1.5	0.8	47
7	ПАЛ	50	0.5	0.4	100	0.9	0.5	100
8	ПА А	100	0.5	0.4	100	0.5	0.3	100
9	ПАЛ	300	0.3	0.2	НЮ	0.3	0.4	100
10	ПАА+К	50	54.9	42.4	23	50.0	19.0	2X
11	ПАА+К	100	49.2	25.1	49	37.9	6.1	84
12	ПАА+К	300	11.4	2.9	76	12.0	0.6	95
13	ПЛЛ+УЗ+С	50	38	35.0	8	41	37	10

Обозначения: ПАЛ - полиакриламид. УЭ - ускоренные электроны. К - квасцы алюмокалиевые С - сульфат алюминия

Из представленных в таблице 1.1 данных следует, что как исходный полиакриламид, так и полиакриламид, подвергнутый обработке ускоренными электронами (Таблица 1.1, №7-9) не являются термически стабильными и разрушают за время менее 20 часов. Образец ПАА с добавкой квасцов имеет ограниченную стабильность, его деструкция находится в пределах 23-95%. Деструкция ПАА, обработанного ионизирующим излучением (ускоренными электронами) совместно с алюмокалиевыми квасцами не превышает 15% в сопоставимых условиях.

Из анализа тех же данных следует, что меньшая деструкция наблюдается

на сетках размера 50 мкм, чем на сетках 100 и 300 мкм, что означает более эффективную работу систем в пластах с малой проницаемостью.

Например: было подготовлено 7 навесок порошкообразного полиакриламида по 100 г с молекулярной массой в интервале 14-25 млн. ед. и степенью гидролиза 20-30%. К каждому образцу добавлено от 5 до 20 (5-20 мас.%) грамм алюмокалиевых квасцов. После перемешивания композиции подвергли обработке на ускорителе электронов ускоренными электронами с энергией в интервале от 5 до 10 МэВ дозами в интервале 3-20 кГр. Далее образцы смешали с водой, имеющей минерализацию 15 г/л до образования однородной полимерно-гелевой системы с концентрацией реагента 1 мас.%. Эту систему испытывали на термическую стабильность при температуре 95-100°C в течение 20 и 72 часов по аналогии с примером 1. Результаты определения термостабильности по показателю остаточного сопротивления, создаваемого неразрушенными гелевыми частицами на фильтре с ячейками 100 мкм, представлены в таблице 2. Там же представлены расчетные показатели деструкции гелей в интервале времени термообработки 20-72 часа. Полученные данные показывают сохранение гелей в течение не менее 72 часов обработки в этих условиях при выбранных для испытаний условиях приготовления реагента и состава с его использованием.

Таблица 1.2 Показатели термостабильности полимерно-гелевых систем на основе предлагаемого реагента в зависимости от условий приготовления и состава.

№	Характеристика реагента						Остаточное сопротивление, КПа	Деструкция, %
	Молек. масса ПАА, млн. ед	Степень гидролиза, %	Энергия, Мэ В	Доза, кг/р	Стабилизатор, масс.% от массы ПАА	20 часов	72 часа	
1	14	25	10	20	5	43	36	17
2	14	30	10	20	5	49	39	21
3	20	25	8	15	5	32	22	31
4	20	30	8	15	5	37	25	33
5	25	25	5	3	10	22	20	7
6	25	30	5	3	10	26	24	6
7	18	20	5	6	20	19	17	9

Например: реагент для нефтедобычи, исследованный в примере 1, после смешения с водой образует полимерно-гелевую систему, реологические свойства которой изменяются в широких пределах. При достаточно высоких концентрациях полимера более 2 мас.% ее вязкость может возрасти настолько, что она не может быть закачана в скважину имеющимся технологическим оборудованием. Вязкость этой системы зависит от концентрации полимера и минерализации воды. В данном примере приводятся экспериментальные данные по величине вязкости этой системы в зависимости от концентрации полимера и минерализации воды. Модельные системы с различной минерализацией готовились на основе хлоридов натрия и кальция основных компонентов пластовых вод. Выбрано типичное для этих вод соотношение хлорида натрия и хлорида кальция 9:2 и минерализация в интервале 4-40 г/л. Приготовленные образцы полимерно-гелевой системы были исследованы на реологические свойства и термическую стабильность. Для сравнения исследованы свойства аналогично приготовленных систем на основе



полиакриламида, не подвергнутого обработке ускоренными электронами, с добавкой стабилизатора и без него. Для определения реологических свойств проводили измерение условной вязкости в вискозиметре-воронке с диаметром сливного патрубка 15 мм. Условная вязкость в данном случае рассчитывалась как отношение времени истечения смеси реагента и воды в указанных концентрациях к времени истечения воды. Термическую стабильность определяли по величине остаточного сопротивления на сеточном фильтре с размером пор 100 мкм после термообработки в течение 72 часов при 95-100°C. Факт наличия остаточного сопротивления и его величина является доказательством существования гелевых частиц в испытуемом образце. Результаты испытаний представлены в таблице 3.

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Таблица 1.3 Характеристика свойств композиции реагента и воды,  
закачиваемой в скважину.

№:	Характеристика реагента			Концентрация Концен %	Минерализац ия г/ л	Вязкость условная	Остаточ ное сопротив ление после термооб работки, КПа
	стабилизатор	Доза,кГр,%					
	тип	%					
1	К	10	7	0,5	4	31	5
2	К	10	7	0,5	10	23	10
3	к	10	7	0,5	15	11	12
4	с	10	7	0,5	30	6	24
5	к	10	7	1	15	22	14
6	к	10	7	1	30	13	17
7	к	10	7	1	40	14	21
Х	с	10	7	2,0	15	8	23
9	с	10	7	2,0	30	6	33
10	с	10	7	2,0	40	4	36
11	к	10	0	1	15	выше 500	5
12	Отсутств.	0	0	2	15	Выше 500	0

Обозначения: к - квасны алюмокалиевые С - сульфат алюминия

Из этих данных видно, что образцы систем на основе предлагаемого реагента в заявленных диапазонах концентраций реагента и минерализации воды (см. опыты 1-10) сочетают умеренную вязкость и наличие остаточного сопротивления на сеточном фильтре после термической обработки в течение 72 часов при 95-100°C. Сравнение с аналогичными системами на основе необработанного ускоренными электронами полиакриламида показывает, что последние имеют слишком высокую вязкость, чтобы быть закачанными в

скважину.

Например: предложенные реагент и способ нефтедобычи с его использованием испытаны на Приобском нефтяном месторождении, для которого характерна высокая пластовая температура и низкая проницаемость коллектора. В качестве объекта испытаний выбран опытный участок с нагнетательной скважиной на Приобском месторождении с характеристиками, приведенными в таблице 1.4

Наименования показателя	значение
Диаметр эксплуатационной, мм	168
Диаметр НКТ, мм	89/73
Искусственный забой, м	3110
Текущий забой, м	3039.6
Приемистость, м3/ сутки	72
Интервалы перфорации, м	2808-2826, 2842-2854, 3032-3043.
Пластовая температура, оС	90 -92
Пластовое давление, МПа.	26-27
Пористость, доли	0.17
Проницаемость, мДарси	3.3-5.7

Для испытаний был приготовлен реагент в количестве 900 кг путем обработки смеси 810 кг полиакриламида молекулярной массы 14-24 млн. ед. и степенью гидролиза 25% с 90 кг алюмокалиевых квасцов (10 мас.%) ускоренными электронами с 8 МэВ дозой 12 кГр. На опытном объекте нагнетательной скважине произвели смешение этого реагента с 180 м3 подтоварной воды с минерализацией 4 г/л и произвели закачку полученной полимерно-гелевой системы в нагнетательную скважину. После этого нагнетательная скважина была пущена в эксплуатацию.

Наблюдением за окружением из добывающих скважин на упомянутом участке в течение 3-х месяцев установлен прирост дополнительной добычи в количестве 800 тонн. Это подтверждает результаты лабораторных экспериментов и доказывает применимость реагента и предлагаемого способа

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

нефтедобычи для пластов с высокой температурой и низкой проницаемостью коллектора.

## 2.3 Применение химических реагентов для повышения энергоэффективности нефтепроводов

### 2.3.1 Реактивы и вещества для приготовления полимерных растворов и коллоидных систем

В качестве растворителей полимеров использовали в основном углеводородные фракции «Нефрас С2» (ТУ 38.401-67-108-92) и бензин марки АИ – 80, а также некоторые другие индивидуальные органические жидкости (гептан, толуол, циклогексан, бутанол, октанол, изопропиловый спирт и другие). Как видно из рисунка 2.1, результаты которого получены методом газовой хроматографии, основными компонентами нефраса С2 являются: н-гептан (12), метилциклопентан, 2-метил-1,4-пентадиен, бензол. Нефрас С2 при температуре  $T = 298 \text{ К}$  имеет плотность  $\rho = 690 \text{ кг/м}^3$  и кинематическую вязкость  $\nu = 0,56 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Нефрас в настоящее время применяется в качестве углеводородного растворителя при промышленном синтезе полиолефинов (в том числе и поли- $\alpha$ -олефинов) на катализаторах Циглера-Натта.

Бензин представляет собой более сложную смесь углеводородов (рисунок 2.2), основными компонентами которой также являются алканы нормального и разветвлённого строения: пентан, изомеры гептана. Необходимо отметить, что в бензиновой фракции суммарное содержание низкомолекулярных ароматических соединений значительно выше, чем в нефрасе С2. Именно этим обусловлена несколько лучшая растворяющая способность бензина и более высокая противотурбулентная эффективность в нём карбоцепных полимеров, чем в нефрасе С2. Бензин при температуре  $T = 298 \text{ К}$  имеет несколько бóльшую плотность  $\rho = 730 \text{ кг/м}^3$  и кинематическую вязкость  $\nu = 0,59 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

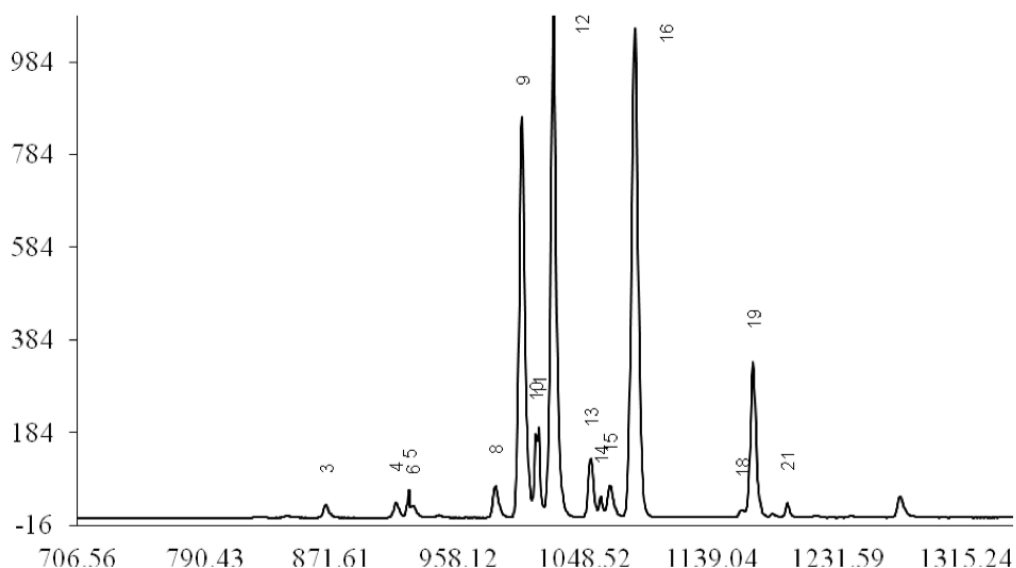


Рисунок 2.1 – График хроматограммы нефраса С2

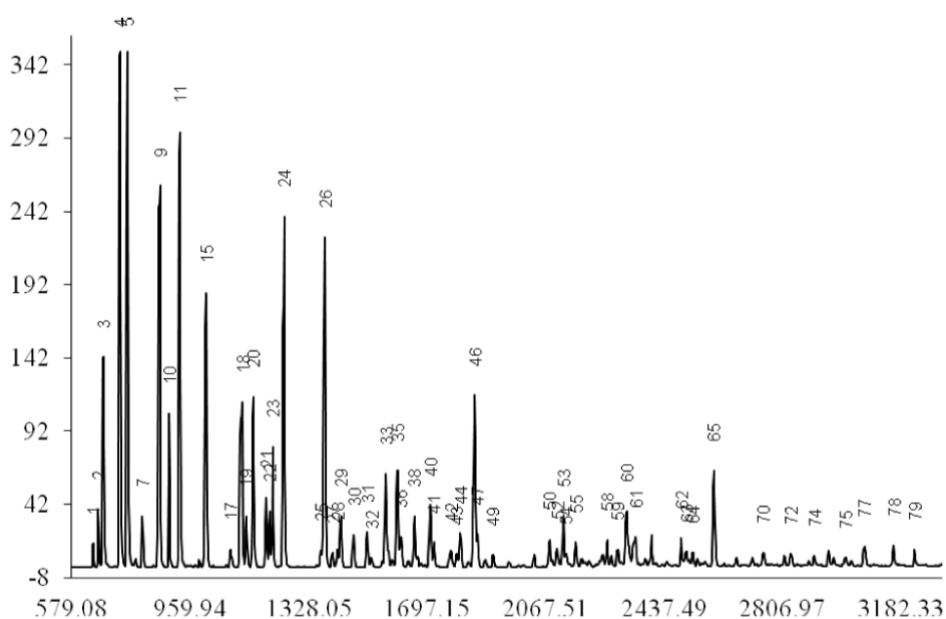


Рисунок 2.2 – График хроматограммы бензина АИ-80

Для получения коллоидных систем из истинных растворов полимеров использовали следующие реактивы:

Бутанол –  $T_{пл.} = -90^{\circ}C$ ;  $T_{кип.} = 117^{\circ}C$ ;  $\rho = 810 \text{ кг/м}^3$ ;  $\eta = 0,0034 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ;

Гексанол –  $T_{пл.} = -52^{\circ}C$ ;  $T_{кип.} = 157^{\circ}C$ ;  $\rho = 820 \text{ кг/м}^3$ ;  $\eta = 0,0065 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ;

Октанол –  $T_{пл.} = -16^{\circ}C$ ;  $T_{кип.} = 195^{\circ}C$ ;  $\rho = 820 \text{ кг/м}^3$ ;  $\eta = 0,0073 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ;

Стеариновая кислота – х.ч.; Гидроксид натрия – х.ч.

В качестве стабилизаторов получаемой суспензии использовали: сажу (технический углерод), кокс, бентонит (глина).

Технический углерод (сажа) – мелкодисперсный порошок ( $d \approx 10 - 100$  мкм), полученный при изотермическом разложении углеводородов в отсутствии окислителей. Использовали сажу марки П-161 (ТУ 3811573-86)

Кокс – крупнодисперсный ( $d \approx 300 - 500$  мкм) пористый продукт, получаемый при коксовании каменного угля. Гранулы кокса кроме углерода содержат также и примеси неорганических соединений, которые после сгорания остаются в виде золы.

Нефть Усинского месторождения с высоким содержанием смол и асфальтенов использовали для приготовления прямой и обратной водонефтяной эмульсии, которая является аналогом смеси, транспортируемой по трубопроводам на нефтепромыслах.

### ***2.3.2 Идентификация полимерных макромолекул и определение их структуры.***

Метод НПВО представляет собой разновидность отражательной спектроскопии и его иногда называют двукратным пропусканием, поскольку излучение проходит через образец, отражается от зеркальной поверхности, проходит образец еще раз и попадает затем в монохроматор. Спектры НПВО были получены на приставках, помещаемых в ИК-спектрометр. Приставка состоит из двух систем зеркал: одна из них направляет излучение источника в кристалл под постоянным или переменным углом падения; вторая система зеркал направляет излучение в монохроматор ИК-спектрометра. Кристалл НПВО и держатель образца выполнены таким образом, чтобы обеспечить хороший контакт между кристаллом и поверхностью образца, для чего предусматривается создание некоторого сдавливания.

Состав и структуру сополимеров полиолефинов определяли методом  $^{13}\text{C}$ -

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

ЯМР спектроскопии на приборе Bruker MSL-400 при температуре 70°C. В качестве растворителя использовали дихлорбензол.

### **2.3.3 Метод определения гранулометрического состава дисперсии полимера**

Для корректного определения гранулометрического состава дисперсии полимера использовали совокупность нескольких методов. На первом этапе определили средний размер частиц мелкодисперсного порошка полимера, путем фотографирования под микроскопом АКСИОСТАР плюс (AXIOSTAR plus), который имеет светлое и темное поле, фазовый контраст, поляризованный свет, люминесценция, объективы: СР -Ахромат, А-План, Ахроплан (10х-20х-40х). Система анализа изображений реализована на базе цветной цифровой видеокамеры Microcam 3М с максимальным разрешением 3 мегапикселя, специального оптического адаптера и морфометрического программного обеспечения.

С помощью метода непрерывного взвешивания седиментационного осадка [29], получили данные для построения интегральной и дифференциальной гистограмм и кривых распределения частиц по размерам [30]. Седиментационный метод основан на законе Стокса, по которому скорость оседания частиц в вязкой среде под действием силы тяжести зависит от размера частиц и вязкости среды.

Определение гранулометрического состава частиц полимера, размер которых менее 100 мкм производили с помощью сканирующего фотоседиментографа СФ-2М. Принцип работы основан на фотометрическом определении степени экстинкции света (закон Бугера-Ламберта-Берра) и седиментации (закон Стокса) [31]. Сканирование кюветы с суспензией происходит восемью датчиками, расположенными на различной высоте, что позволяет значительно повысить точность измерения и сократить время анализа. Прибор автоматически обрабатывает результаты измерений и выдает

их в виде построенной гистограммы распределения.

#### **2.3.4 Метод исследования скорости растворения противотурбулентных присадок**

Для изучения кинетики растворения ПТП использовали метод вибрационной вискозиметрии на приборе, разработанном в ИХН СОРАН Богословским А.В. Принцип работы прибора базируется на определении изменений параметров вынужденных колебаний тела правильной геометрической формы, называемого зондом вибрационного вискозиметра, при погружении его в исследуемую среду [32].

#### **2.3.5 Определение вязкости концентрированных растворов полимеров и противотурбулентных присадок**

Для определения динамической вязкости концентрированных растворов полимеров и ПТП коллоидной формы при различных температурах использовали метод ротационной вискозиметрии. В приборе «Реотест.2» исследуемая жидкость помещается в малый зазор между двумя коаксиальными цилиндрами, необходимый для создания сдвигового течения Куэтта исследуемой среды. Один из цилиндров на протяжении всего опыта остаётся неподвижным, а другой совершает вращение с заданной угловой скоростью. Таким образом в жидкости, помещенный в зазор между цилиндрами прибора, задаются определенные скорости сдвига между слоями и регистрируются соответствующие им напряжения сдвига. Расчет вязкости проводится по формуле Ньютона.

#### **2.3.6 Турбореометрический метод исследования полимеров**

Основная часть экспериментальных исследований свойств противотурбулентных присадок выполнена на турбулентном реометре [33], который конструктивно прост и является установкой разомкнутого типа (рисунок 2.3). Главным рабочим узлом турбореометра является



цилиндрический канал длиной ( $L$ ) и радиусом ( $R_w$ ). Верхний открытый конец трубки сообщается с рабочей камерой реометра, в которую заливается исследуемая жидкость, т.е. растворитель – (s) или полимерный раствор (p). Через другой конец, снабженный запорным клапаном К4, жидкость имеет выход во внешнюю среду и далее попадает в приемник. В приемнике имеется емкость постоянного объёма ( $V=\text{const}$ ), подключенная через датчик с фотодиодами к электронному секундомеру, который фиксирует время наполнения емкости ( $t$ ). Цилиндрический канал и рабочая камера с исследуемой жидкостью находятся в термостатируемой «рубашке», в которую от термостата (криостата) подается теплоноситель. Таким образом, температурный интервал, в котором имеется возможность проводить исследования, определяется температурами кипения и застывания жидкостей, а также техническими возможностями термостата или криостата. Избыточное давление в рабочей камере для создания необходимого перепада давления ( $\Delta P$ ) при течении жидкости в трубке задают при помощи газовой системы, работающей на азоте или инертном газе. Газовая система состоит из баллона со сжатым газом, ресивера, соединительных трубопроводов, а также запорных кранов К1, К2, К3 и манометров М1 и М2. Сравнительные измерения объёмных расходов чистого растворителя и полимерных растворов выполняют в турбулентном реометре при одинаковых заданных перепадах давления  $\Delta P_s = \Delta P_p = \text{const}$ . С учетом последнего условия расчет величины эффекта снижения гидродинамического сопротивления (, %) проводится по формуле:

$$DR, \% = \left(1 - \frac{Q_s^2}{Q_p^2}\right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{t_p^2}{t_s^2}\right) \cdot 100\% \quad (2.1)$$

в которой ( $Q=v/t$ )– объёмный расход жидкости (растворителя или раствора);  $t_s$  или  $t_p$  – время истечения растворителя или полимерного раствора

соответственно.

Затем рассчитывают объёмный расход и другие параметры течения: число Рейнольдса(  $Re = 2Q/\pi R_w v$  ) , среднюю скорость( $U= Q/\pi R_w^2$  ) ,величину приращения объёмного расхода(  $\Delta Q = Q_p - Q_s$  ) полимерного раствора по сравнению со скоростью течения чистого растворителя ( $Q_s$ ) при одинаковых напряжениях сдвига, коэффициент гидродинамического сопротивления тестируемой жидкостии  $\lambda = 4R_w * \frac{\Delta P}{L} * \rho * U^{-2}$  и напряжение сдвига на стенке канала реометра( $\tau_w = \Delta P * R_w / 2L$ )

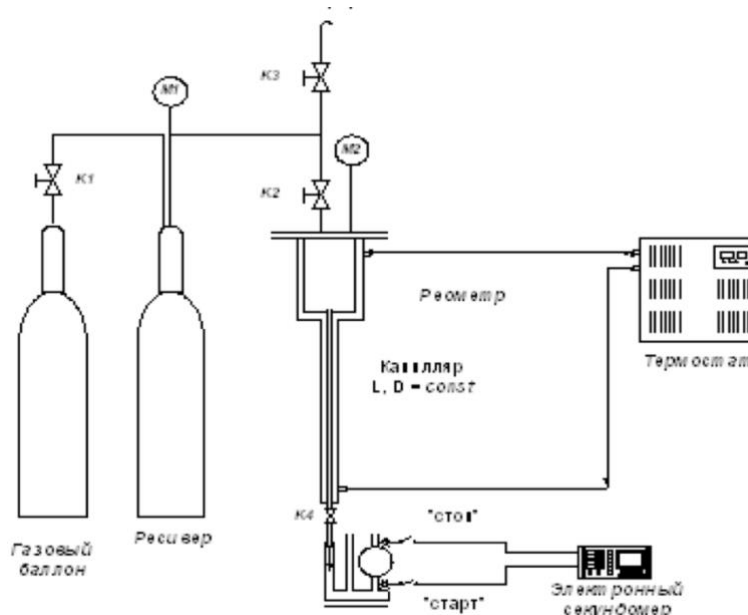


Рисунок 2.3 – Турбулентный реометр

Для проверки достоверности и воспроизводимости результатов, получаемых на турбулентном реометре при ламинарном и турбулентном режимах течения, использовали жидкости разной химической природы: воду, этанол, гексан, нефрас, нефть и другие [34]. В ходе проведения экспериментального измерения текучести растворителей отмечено, что времена истечения одного и того же объёма жидкости, фиксируемые электронным секундомером с точностью 0,001 сек., отличаются друг от друга в различных

опытах, проводимых в идентичных условиях, не более чем на величину  $\Delta t_{\text{эксп}} < \pm 0,1$  сек.

Для подтверждения этого экспериментально наблюдаемого факта, а именно границ такого отклонения ( $\Delta t_{\text{эксп}} = \pm 0,1$  сек) от среднего значения времени ( $t_{\text{ср}}$ ) протекания жидкости под действием определенного заданного перепада давления был проведен теоретический расчет, представленный ниже.

Известно, что объёмная скорость турбулентного течения ( $Q$ ) ньютоновской жидкости под действием заданного перепада давления ( $\Delta P$ ) может быть рассчитана по формуле:

$$Q = 14,8 \cdot \left( \frac{\Delta P}{L \cdot \rho} \right)^{0,571} \cdot \left( \frac{R_w^{2,714}}{\nu^{0,143}} \right) \quad (2.2)$$

При экспериментальном определении объёмной скорости течения жидкости с известной плотностью и вязкости ( $\rho$  и  $\nu$ ) через цилиндрический канал с геометрическими параметрами ( $R$ ,  $W$  и  $L$ ) задается избыточное давление ( $\Delta P$ ) в рабочей камере турбореометра (рисунок 2.3), которое регистрировали при помощи образцового манометра МО1227, имеющего цену деления 250 Па. При установке в турбореометре экспериментального давления ( $\Delta P_{\text{эксп.}}$ ) для проведения конкретного опыта возможна ошибка ( $\Delta p$ ), т.е. возможно отклонение от среднего задаваемого давления ( $\Delta P_{\text{эксп}} = \Delta P_{\text{ср.}} \pm \Delta p$ ) на величину в полцены деления образцового манометра, т.е.  $\Delta p = \pm 125$  Па. Эта ошибка приводит к отклонению объёмного расхода в ходе проведения конкретного эксперимента на величину ( $\pm \Delta Q$ ) от среднего значения объёмного расхода ( $Q_{\text{ср}}$ ), т.е.  $Q_{\text{эксп}} = Q_{\text{ср}} \pm \Delta Q$ . Учитывая, что объёмный расход рассчитывается по формуле  $Q = V/t$ , то случайная ошибка при установке давления приводит к разбросу результатов измеряемых на турбореометре времен истечения на величину ( $\pm \Delta t$ ) в окрестностях среднего значения ( $t_{\text{ср}}$ ).

Для определения абсолютной величины экспериментальной ошибки по

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

времени ( $\pm\Delta t$ ) разделим  $Q_{\text{ЭКСП}}$  на  $Q_{\text{СР}}$ , которые описываются вышеприведенным уравнением, и получим следующее выражение

$$\frac{Q_{\text{ЭКСП}}}{Q_{\text{СР}}} = \left( \frac{\Delta P_{\text{теор}} \pm \Delta P}{\Delta P_{\text{СР}}} \right)^{0,571} \quad (2.3)$$

После подстановки в последнюю формулу любого произвольного значения заданного давления, например  $\Delta P_{\text{СР}} = 16000$  Па, получим

$$\frac{Q_{\text{ЭКСП}}}{Q_{\text{СР}}} = \left( \frac{16000 \pm 125}{16000} \right)^{0,571} = (1 \pm 0,0078)^{0,571} = 1 \pm 0,0045 \quad (2.4)$$

Таким образом, используя  $\frac{Q_{\text{ЭКСП}}}{Q_{\text{СР}}} = \pm 0,0045$ , и зная, что  $Q_{\text{ЭКСП}} = \frac{V}{t_{\text{ЭКСП}}}$  и  $Q_{\text{СР}} = \frac{V}{t_{\text{ЭКСП}} 1 + t_{\text{ЭКСП}} 2 + t_{\text{ЭКСП}} 3}$ , то можно записать

$$\frac{t_{\text{СР}}}{t_{\text{ЭКСП}}} = 1 \pm 0,0045 \quad (2.5)$$

С учетом того, что  $t_{\text{ЭКСП}} = t_{\text{СР}} \pm \Delta t$ , то после преобразования последнего равенства получим  $\pm \Delta t = 0,0045 \times t_{\text{СР}}$ . Подставив в последнюю формулу время истечения, например, нефраса ( $t_{\text{СР}} = 11,92$  с) при заданном давлении 16000 Па, получим величину абсолютной ошибки при измерении времени  $\Delta t = \pm 0,054$  с. Относительная ошибка же измерения времени течения при этом составляет менее половины процента.

Таким образом, проведенные теоретические рассуждения подтвердили экспериментально наблюдаемый факт, в соответствие с которым в реальных экспериментах при течении жидкости через канал турбореометра мы также отмечаем разброс результатов по времени в пределах, не превышающих  $\Delta t \leq <$

$\pm 0,1$  с.

Величина эффекта снижения гидродинамического сопротивления жидкостей (DR, %) противотурбулентными добавками рассчитывается по формуле

$$DR, \% = \frac{\lambda_s - \lambda_p}{\lambda_s} \cdot 100\% = \frac{\Delta\lambda}{\lambda_s} \cdot 100\% \quad (2.6)$$

или после соответствующих преобразований по более простой формуле:

$$DR, \% = \left(1 - \frac{Q_s^2}{Q_p^2}\right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{t_p^2}{t_s^2}\right) \cdot 100\% \quad (2.7)$$

где  $\lambda_s$  и  $\lambda_p$  – коэффициенты гидродинамического сопротивления растворителя и полимерного раствора соответственно;  $Q_s$  и  $Q_p$  – объёмные расходы растворителя и полимерного раствора соответственно;  $t_s$  и  $t_p$  – время истечения фиксированных (одинаковых) объёмов растворителя и полимерного раствора ( $Q_s = Q_p = \text{const}$ ) через цилиндрический канал.

После подстановки в последнюю формулу значений времен истечения полимерного раствора и растворителя ( $t_p \pm \Delta t$ ) и ( $t_s \pm \Delta t$ ), а также проведения ряда несложных преобразований и упрощений, получим выражение для расчета величины эффекта снижения гидродинамического сопротивления.

$$DR_{cp}, \% = DR_{эксн}, \% \pm \frac{2\Delta t}{t_s} \cdot 100\% \quad (2.8)$$

После подстановки в последнюю формулу величины  $\Delta t = \pm 0,054$  с и значения времени течения нефраса ( $t_s = 11,92$  с) через канал турбореометра при  $\Delta P = 16000$  Па получим

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$$DR_{cp}, \% = DR_{эксн}, \% \pm \frac{2\Delta t}{t_s} \cdot 100\% = DR_{эксн}, \% \pm 0,9\% \quad (2.9)$$

Таким образом, ошибка при экспериментальном определении на турбулентном реометре и вычислении величины эффекта Томса ( $DR$ , %) составляет примерно один процент, поэтому в таблицах результатов, помещенных в Приложения А и В настоящей работы, приведены целочисленные значения  $DR\%$ .

Для сравнительной оценки противотурбулентных свойств той или иной полимерной добавки после опытов на лабораторном стенде (рисунок 2.4) в идентичных гидродинамических условиях строили графические зависимости величины эффекта Томса ( $DR$ ) от концентрации полимера ( $C$ ) в растворе. В результате гидродинамического исследования различных полимеров (полиакриламид, полистирол, полиизопрен, полибутадиен, поли- $\alpha$ -олефины и др.) установлено, что величина  $DR$  при увеличении содержания добавки вначале возрастает практически по линейному закону (рисунок 2.4), достигает максимального значения ( $DR_{MAX}$ ) при некоторой оптимальной концентрации ( $C_{ОПТ}$ ) и при дальнейшем увеличении концентрации полимера

медленно уменьшается. Таким образом, для всех полимеров независимо от их химической природы концентрационные кривые эффекта являются кривыми не с насыщением, а кривыми с экстремумом. Наиболее эффективными считаются образцы, имеющие наибольшие величины эффекта  $DR_{MAX}$  при наименьших значениях концентрации  $C_{ОПТ}$ .

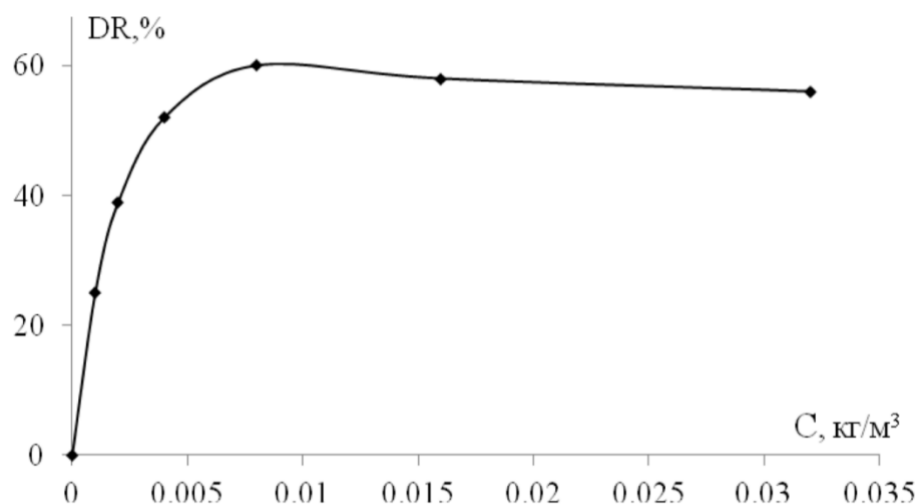


Рисунок 2.4 – Кривая зависимости величины относительного снижения гидродинамического сопротивления раствора ( $DR$ , %) от концентрации ( $C$ , кг/м<sup>3</sup>) полигексена в нефресе. ( $C_{\text{ОПТ}} = 0,009$  кг/м<sup>3</sup>)

## 2.4 Особенности применения противотурбулентно присадки на магистральных нефтепроводах, оснащенных сард на базе МНА с ЧРП

трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов относится к капиталоемким отраслям промышленности, где наибольший удельный вес в структуре затрат занимает амортизация основных фондов. Второе место занимают отчисления за потребляемую электроэнергию. Энергетические затраты на перекачку, связанные с работой насосных агрегатов, составляют 93–95 % от всего энергопотребления магистрального нефтепровода (МН). В 2011 г. издержки на электроэнергию по системе ОАО «АК «Транснефть» составили ориентировочно 20 % от всех затрат. По официальным данным, за первые три месяца 2012 г. затраты на электроэнергию в ОАО «АК «Транснефть» составили 8558 млн руб. Третье место занимают издержки, связанные с техническим обслуживанием, ремонтом и заменой оборудования нефтеперекачивающих станций (НПС) и линейной части (ЛЧ) МН.

Снижение удельного электропотребления при транспорте нефти и нефтепродуктов является одним из приоритетных направлений в рамках Государственной программы РФ «Энергоэффективность и развитие

энергетики» и программы стратегического развития ОАО «АК «Транснефть» на период до 2020 г. В масштабах ОАО «АК «Транснефть» уменьшение издержек на электроэнергию на 1 % позволит получать экономических эффект за три месяца в размере не менее 86 млн руб. по опыту 2012 г.

Одним из способов снижения издержек на электроэнергию, техническое обслуживание и ремонт ЛЧ в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов является применение противотурбулентных присадок (ПТП).

Применение ПТП может быть целесообразно при решении следующих задач:

- увеличение пропускной способности (ПС) существующих МН без строительства дополнительных НПС, лупингов, реконструкции ЛЧ МН, НПС и т.д.;
- снижение энергопотребления при сохранении прежней производительности МН;
- снижение нагрузки на ЛЧ МН и технологическое оборудование НПС за счет уменьшения рабочих давлений с сохранением производительности МН и, как следствие, повышение надежности эксплуатации МН;
- понижение рабочих давлений в секциях труб с сохранением прежней производительности перекачки для проведения ремонтных работ (установка ремонтных муфт и т.д.) без остановки перекачки.

В руководящем документе со ссылкой на первоисточник указывается, что принцип действия ПТП основан на гашении высокочастотных поперечных пульсаций и увеличении толщины вязкого подслоя. Несмотря на большой объем исследований, связанных с применением ПТП в мировой практике, вопрос объяснения принципа действия ПТП до сих пор является предметом дискуссий в научном сообществе.

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



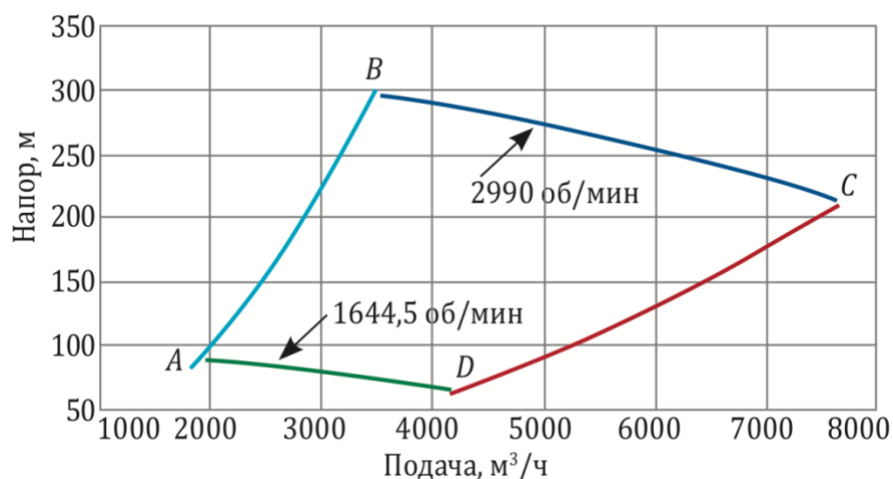


Рисунок. 2.5 Поле насоса НМ 10000/0,7

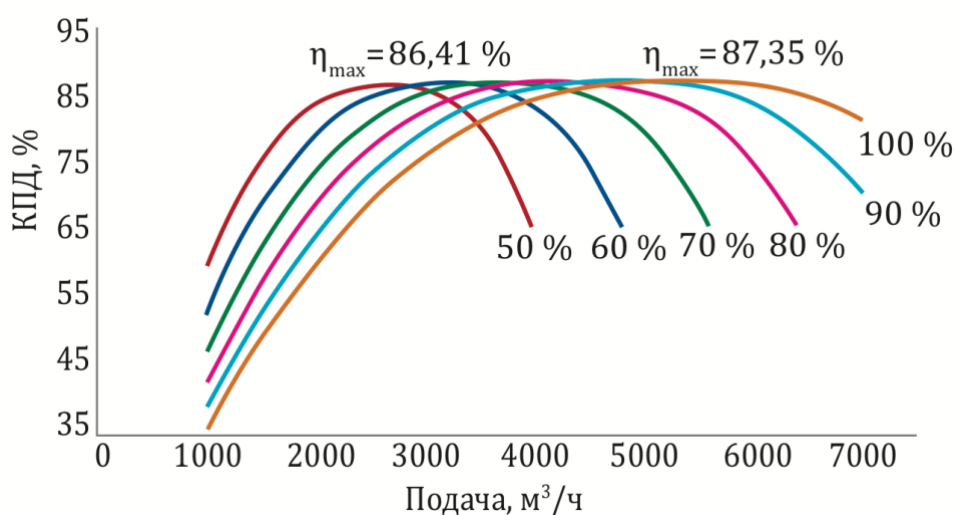


Рисунок. 2.5 Зависимость КПД насоса от подачи при изменении частоты вращения ротора от 50 до 100 %

На сегодняшний день в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов накоплен значительный опыт применения ПТП. Первые промышленные испытания ПТП были проведены на Трансаянском МН в 1979 г. фирмой Trans Alaska Pipeline System (TAPS) с целью увеличения пропускной способности МН. В России впервые ПТП испытывали в 1985 г. на конечном пункте МН Лисичанск – Тихорецк, в 1991 г. на МН Александровское – Анжеро-Судженск и в 1993 г. на МН Тихорецк – Новороссийск.

Применение ПТП с учетом всего спектра обозначенных задач в ОАО «АК «Транснефть» является перспективным направлением, в том числе на уникальной в своем роде трубопроводной системе Восточная Сибирь – Тихий океан (ТС ВСТО). ТС ВСТО имеет стратегическое значение в масштабах страны. ТС ВСТО решает следующие задачи:

- обеспечение поставок нефти на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона (Китай, Япония, США, Сингапур и т.д.);
- развитие нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока и т.д.

#### **2.4.1 Применение ПТП на ТС ВСТО**

Техническими особенностями ТС ВСТО-1 являются:

- оснащение верхнего уровня управления Единой автоматизированной системой управления (ЕСУ);
- применение частотно регулируемого привода (ЧРП) магистральных насосных агрегатов (МНА).

ЕСУ обеспечивает безопасное автоматизированное управление и автоматическую защиту ТС в части непрерывного контроля параметров перекачки нефти и состояния технологического оборудования НПС.

- организовать широкий диапазон подач МНА (от Q<sub>A</sub> до Q<sub>C</sub>) в пределах поля насоса ABCD (Рисунок. 2.4) при частотном регулировании;
- осуществлять плавный пуск и переход между режимами за счет частотного регулирования количества оборотов ротора насоса при изменении частоты питающего напряжения, подводимого к электродвигателю МНА;
- МНА работает на любом напоре для заданной подачи в пределах поля насоса ABCD (Рисунок. 2.4). Из рис. 1 видно, что при малых и больших подачах диапазон возможных напоров насоса очень узкий.

ЧРП является более экономичным способом частотного регулирования по сравнению с гидромuftой, применяемой на ТС ВСТО-2. При частотном

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

регулировании максимальный КПД насоса уменьшается на 1–2 % (Рисунок. 2.5) вне зависимости от типа привода. КПД современных преобразователей частоты (ПЧ) лежит в диапазоне от 96,5 до 98,5 %. При изменении частоты вращения ротора электродвигателя от 100 до 55 % КПД ПЧ уменьшается не более чем на 1–1,5 %. КПД гидромuffты, применяемой на ТС ВСТО-2, при изменении частоты вращения ротора от 100 до 60 % уменьшается с 97 до 53 %.

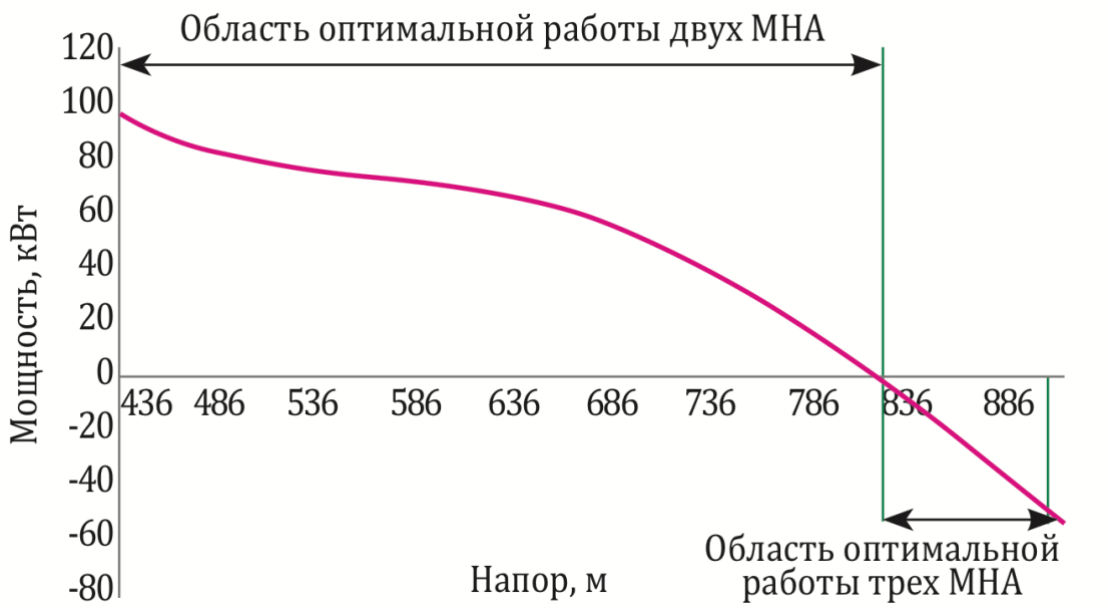


Рисунок. 2.6 Разность между мощностью, потребляемой тремя МНА с ЧРП, и мощностью, потребляемой двумя МНА с ЧРП при фиксированной подаче 4000 м<sup>3</sup>/ч

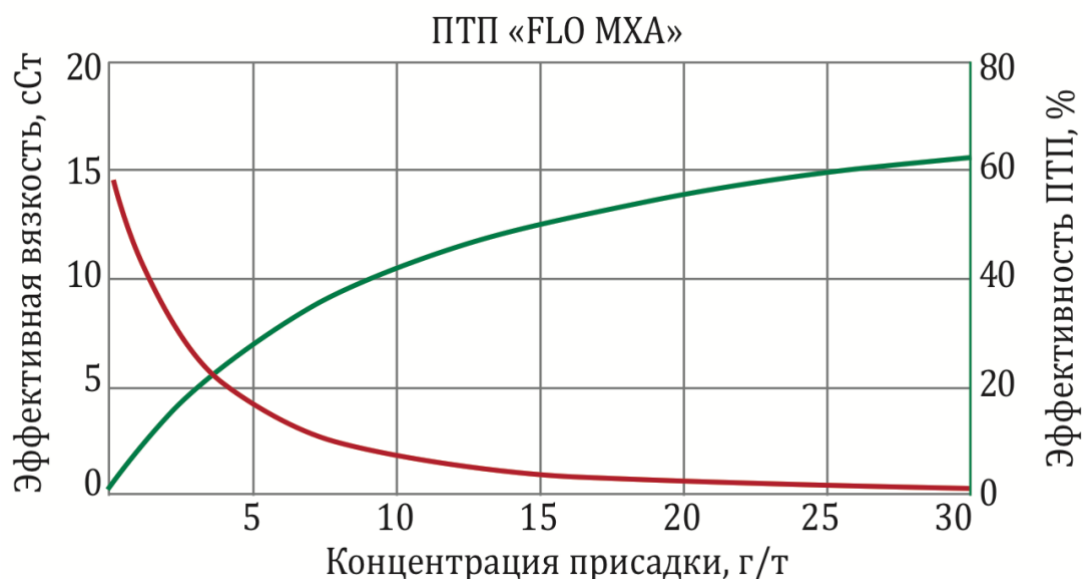


Рисунок. 2.7 Зависимость расчетной эффективной вязкости и эффективности ПТП от концентрации ПТП

Важной особенностью МНА с ЧРП является возможность оперативного изменения производительности нефтепровода для обеспечения выполнения посуточного графика движения нефти как с изменением, так и без изменения схемы работы МНА. Оптимальная комбинация МНА с ЧРП с точки зрения энергопотребления для обеспечения заданного по режиму напора и производительности НПС определяется путем сравнения потребляемой станцией мощности для различных комбинаций МНА с ЧРП с учетом КПД насоса, КПД ПЧ, КПД электродвигателя и т.д. В качестве примера (Рисунок. 2.6) представлена зависимость разности между потребляемой мощностью тремя МНА с ЧРП и мощностью, потребляемой двумя МНА с ЧРП при фиксированной подаче 4000 м<sup>3</sup>/ч. На Рисунок. 2.6 видно, что при напоре от 436 м до 821 м экономически целесообразно осуществлять перекачку двумя МНА с ЧРП, при напоре от 821 м до 915 м – тремя МНА с ЧРП. Расчеты, выполненные для оптимизации электропотребления на НПС с ЧРП, свидетельствуют, что экономия электроэнергии при обеспечении оптимальной комбинации работающих МНА с ЧРП на НПС может достигать 1–3 %.

Широкий спектр возможностей МНА с ЧРП позволяет в полной мере повысить энергоэффективность перекачки нефти совместно с применением ПТП, так как позволяет непрерывно изменять подачу и переходить на более энергосберегающий режим перекачки за счет изменения частоты вращения ротора МНА в широком диапазоне возможных производительностей МН.

Именно поэтому на втором этапе строительства ТС ВСТО рассматривались варианты применения ПТП для:

- увеличения ПС технологического участка (ТУ) НПС «Тайшет» – НПС «Талакан»;
- снижения энергопотребления на ТС ВСТО-1 за счет уменьшения напоров МНА.

Для различных вариантов применения ПТП на ТС ВСТО-1 должны быть использованы различные алгоритмы ввода ПТП.

При повышении ПС ТУ для непревышения уставок защит ЛЧ при переходном процессе, связанном с вводом ПТП, присадку необходимо вводить в следующей последовательности:

- 1) производится ввод ПТП на лимитирующем участке;
- 2) повышается уставка регулирования давления на выходе головной НПС.

ПТП снижает гидравлическое сопротивление участка, что при сохранении перепада давлений на границах участка, обеспечиваемого ЧРП, приводит к росту производительности на всем нефтепроводе. При постепенном заполнении участка ПТП наблюдается характерный процесс излома эпюры напоров (линии гидравлического уклона) на границе участков с различными гидравлическими сопротивлениями, вызванными действием ПТП, а также увеличение частоты вращения ротора МНА промежуточных НПС вниз по потоку, на которых не осуществляется ввод ПТП.

Концентрация ПТП для увеличения ПС ТУ на заданную величину определяется расчетным путем. Для перехода на прежнюю ПС ТУ без ввода ПТП необходимо:

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 1) понизить уставку регулирования давления на выходе головной НПС;
- 2) прекратить ввод ПТП на лимитирующем участке.

Для варианта уменьшения энергопотребления ТС ВСТО-1 необходимо обеспечить снижение напоров, развиваемых МНА с ЧРП. Уставка регулирования давления на выходе головной НПС определяется из требуемой производительности с учетом действия ПТП на гидравлическое сопротивление участка. ПТП вводится на тех участках, где требуется снижение напора. Экономический эффект от снижения энергопотребления при вводе ПТП определяется разностью между сэкономленной электроэнергией в стоимостном выражении (руб.) и затратами (руб.) на ввод ПТП. В структуру затрат на ввод ПТП входит стоимость ПТП и эксплуатационные затраты (амортизация, ремонт и обслуживание установок по вводу ПТП). Подробно задача определения области экономической целесообразности применения ПТП для повышения энергоэффективности перекачки нефти рассмотрена в работе.

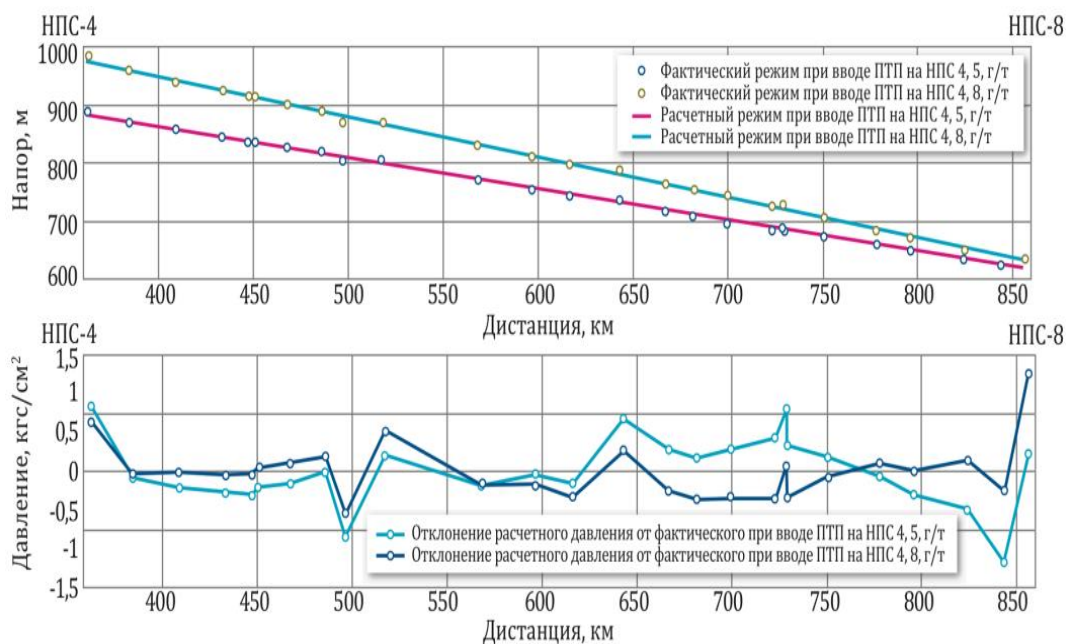


Рис 2.8 Отклонение расчетного давления от фактичекого при вводе ПТП FLO MХА на НПС-4 линейного участка НПС-4 – НПС-8 ТС ВСТО-1

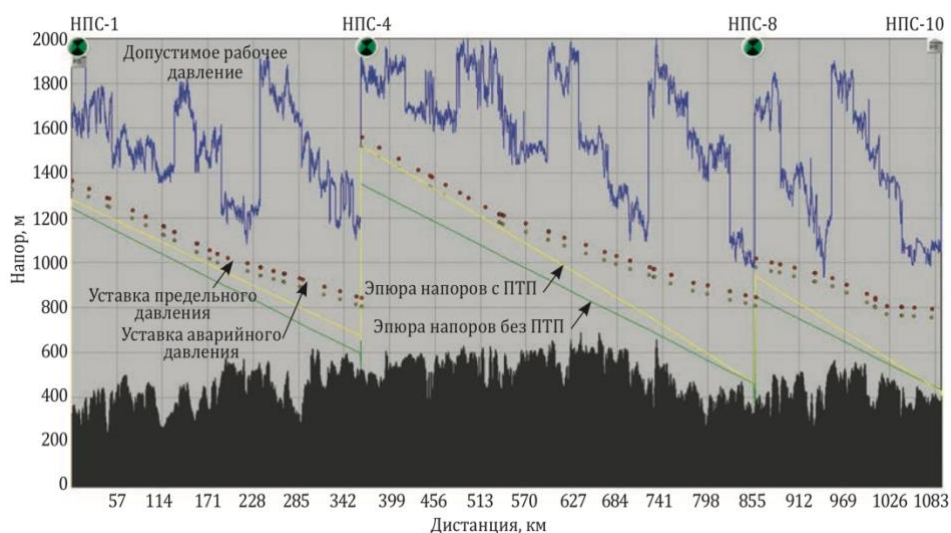


Рисунок. 2.9 Расчетная эпюра напоров без ПТП и с вводом ПТП на НПС 1, 4, 8 ТС ВСТО-1 для увеличения пропускной способности технологического участка

Ввод ПТП на гидравлическом участке может быть описан моделью вытеснения нефти в МН нефтью с эффективной вязкостью  $\nu$  эвф. Характеристикой ПТП является ее эффективность  $\Psi$ , которая позволяет рассчитать снижение коэффициента гидравлического сопротивления. Так, в соответствии с эффективностью определяется по:

$$\Psi = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\% = \left( 1 - \frac{\Delta H_f \cdot Q_B^2}{\Delta H_0 \cdot Q_f^2} \right) \cdot 100\% \quad (1)$$

где  $\lambda_f, \lambda_0$  – коэффициенты гидравлического сопротивления при течении нефти с ПТП и без нее;  $\Delta H_f, \Delta H_0$  – потери напора на трение на участке от НПС до НПС при течении нефти с ПТП и без нее, м;  $Q_f, Q_B$  – расход нефти с ПТП и без нее, м<sup>3</sup>/с.

Коэффициенты гидравлического сопротивления  $\lambda_f, \lambda_0$  нефти с ПТП и без нее при проведении опытно-промышленных испытаний (ОПИ) для оценки эффективности ПТП определяются, как правило, при постоянной

производительности.

Эффективность ПТП зависит от концентрации ПТП в растворе и описывается кривой эффективности ПТП. На рис. 4 представлена паспортная (заводская) кривая эффективности ПТП FLO MHA.

Для проведения расчетов на существующих программных комплексах с вводом ПТП используют расчетную эффективную вязкость, которая для зоны гидравлически гладких труб при постоянной производительности определяется с учетом (1) из соотношения

$$\nu_{\text{эфф.}} = \nu \cdot \left(1 - \frac{\Psi}{100}\right)^4 \quad (2.10)$$

где  $\nu$  – вязкость нефти до ввода ПТП, сСт;  $\Psi$  – эффективность ПТП, %. Эффективная вязкость формально может быть использована для расчета гидравлических параметров среды в любом режиме трубопроводной транспортировки при корректном выборе зависимости эффективности ПТП. Если кривая эффективности получена при постоянном давлении, то необходима корректировка зависимости (2) путем применения формулы приведения к постоянному расходу.

После определения эффективной вязкости расчет технологических режимов перекачки с вводом ПТП может осуществляться с помощью существующих программных комплексов, не имеющих в составе средств моделирования ПТП, но обладающих возможностью задания реологических свойств нефти на участке от НПС до НПС. Расчетная эффективная вязкость может быть использована для расчета переходных процессов, связанных с замещением чистой нефти нефтью с ПТП.

В соответствии с указанным подходом были выполнены расчеты технологических режимов ТС ВСТО-1 перед проведением ОПИ ПТП. Анализ ОПИ ПТП на линейном участке от НПС-4 до НПС-8 ТС ВСТО-1 показал, что отклонение расчетных давлений от фактических при вводе ПТП FLO MHA на



НПС-4 при дозировке 5 г/т и 8 г/т на отдельных точках

2 контроля достигают  $\pm 1,25$  кгс/см<sup>2</sup>, среднее отклонение по участку не превышает  $\pm 0,5$  кгс/см<sup>2</sup>. Деструкция ПТП при ОПИ не проявлялась. При расчете стационарных режимов без ПТП на одном линейном участке от НПС до НПС отклонение расчетных давлений от фактических в зависимости от погрешности исходных данных не превышает  $\pm 0,3$  кгс/см<sup>2</sup>.

Следует отметить, что предлагаемый подход к расчету течения нефти с ПТП не позволяет учесть процессы, связанные с деструкцией (разрушением) ПТП, и, как следствие, снижение ее эффективности по трассе МН, изменением эффективности ПТП в различном диапазоне температур транспортируемой нефти и т.д. Деструкция ПТП наблюдается при прохождении нефти с ПТП через насосы, большое количество местных гидравлических сопротивлений (камеры пуска и приема средств очистки и диагностики, узлы регулирования давления, задвижки и т.д.) и т.д. Для моделирования перекачки нефти с учетом деструкции ПТП необходимо прибегать к помощи специальных программных средств.

В качестве примера были рассчитаны технологические режимы ТС ВСТО на ПК Cassandra в соответствии с вышеуказанным подходом. ПК Cassandra не учитывает эффекты, связанные с деструкцией ПТП.

Для варианта увеличения ПС ТУ НПС «Тайшет» – НПС «Талакан», например, на  $\Delta Q = 1134$  м<sup>3</sup>/ч необходимо обеспечить эффективность ПТП 42 % при вводе не менее 10 г/т ПТП FLO MХА на НПС 1, 4, 8 (Рисунок 2.10).

Для варианта снижения энергопотребления при сохранении постоянной производительности технологического участка расчетная эпюра напоров ТС ВСТО-1 с вводом ПТП на НПС 4, 8 представлена на рис. 7. Указанное условие достигается при эффективности ПТП 20 %, при вводе  $\approx 3$  г/т ПТП FLO MХА на НПС-4 и НПС-8. Снижение энергопотребления составляет 16,8 %. Расчеты для различных концентраций ПТП FLO MХА показали, что за счет ввода ПТП возможно обеспечить снижение энергопотребления от 12 до 46 %.

					Методов повышения энергоэффективности магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

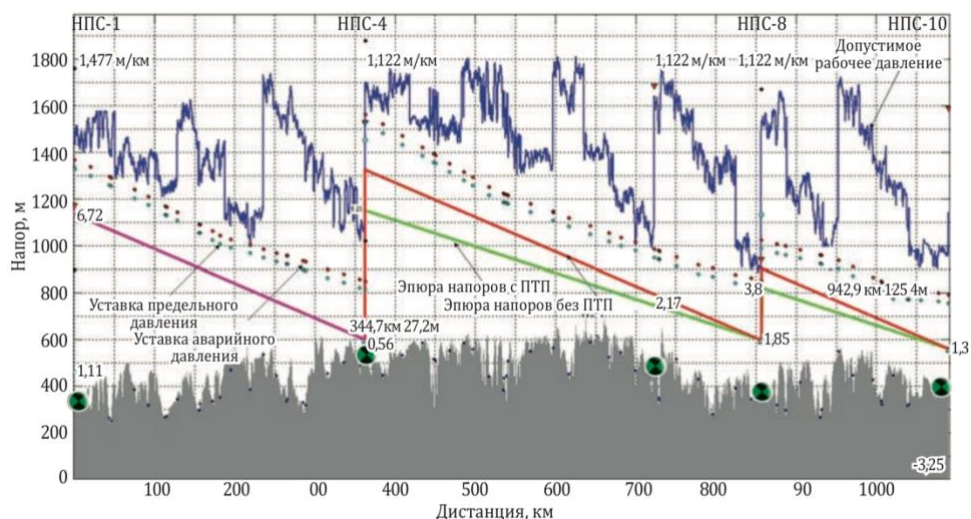


Рис. 2.10 Расчетная эюра напоров без ПТП и с вводом ПТП на НПС 4, 8 ТС ВСТО-1 для обеспечения постоянной пропускной способности нефтепровода и снижения напоров станций (вариант снижения энергопотребления за счет ввода ПТП)

Одним из возможных практических применений ПТП является оперативное восполнение требуемого грузопотока в период вывода НПС в ремонт или ее остановки при потере питания (на длительный срок). В качестве примера выполнен расчет режима ТС ВСТО-2 (Рисунок 2.11) с вводом ПТП на участке от НПС-27 до НПС-30 на период осуществления перекачки без НПС-29 (на случай потери электроснабжения). Расчетная эффективность снижения гидравлического сопротивления с вводом ПТП на НПС-27 ТС ВСТО-2 составляет 49,4 %, что соответствует концентрации  $\approx 14$  г/т для присадки FLO MHA.

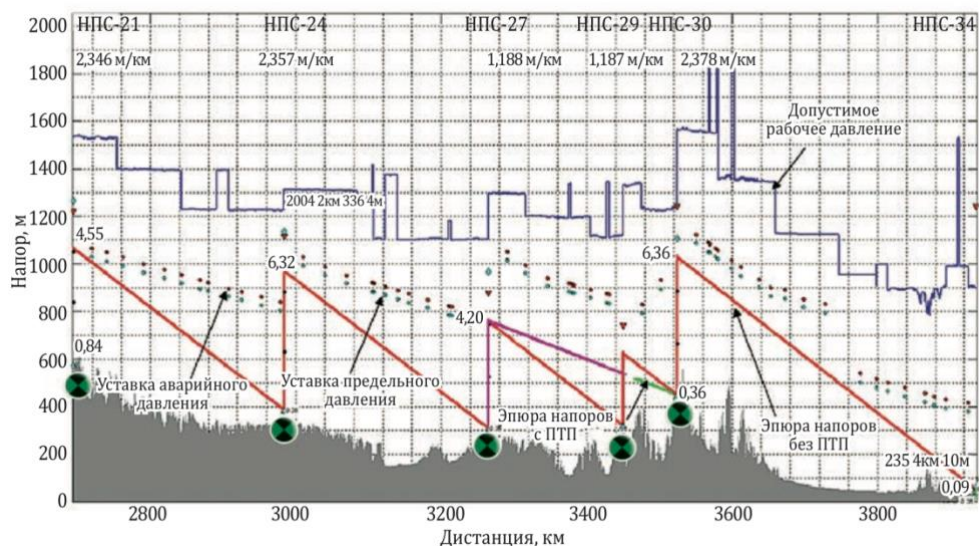


Рисунок 2.11 Расчетная эпюра напоров без ПТП и с вводом ПТП на НПС-27 для восполнения производительности при аварийном отключении НПС-29 ТС ВСТО-2

Следует отметить, что при вводе ПТП на ТС ВСТО вне зависимости от решаемой задачи (увеличение ПС, снижение энергопотребления и т.д.) защита нефтепровода непрерывно обеспечивается средствами ЕСУ для обеспечения безопасности протекания переходных процессов замещения чистой нефти нефтью с ПТП. Защита ЕСУ «Аварийное максимальное давление на линейной части» обеспечивает непрерывный контроль давления во всех точках контроля на ЛЧ (более 140 точек контроля) на предмет превышения уставок защиты, при наступлении условия срабатывания защиты выполняется автоматическая аварийная остановка перекачки нефти по технологическому участку.

#### Выводы

Таким образом, использование ПТП в технологическом процессе перекачки нефти неизбежно ставит задачи выполнения расчетов стационарных и переходных процессов по модифицированным методикам как на этапе проектирования МН, так и на этапе их эксплуатации. Для успешного решения подобных задач прежде всего требуется совершенствование отраслевой нормативно-технической базы определяющей методики и порядок проведения

данных расчетов, а также освоения новых программных средств расчета гидравлических процессов, позволяющих в полном объеме моделировать влияние ПТП на перекачку нефти.

**3 Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.**

### **3.1 Практическое применение противотурбулентных присадок**

При создании новых промышленных технологий присадки нашли широкое применение практически на каждом этапе добычи, транспортировки и подготовки нефти. Одним из самых оригинальных, неожиданных и эффективных способов применения присадок в нефтедобывающей практике до сих пор считается использование их в качестве гасителей турбулентности потока жидкости в водных, органических и водно-органических средах, включая нефтяные эмульсии и суспензии. [35]

Впервые в промышленном масштабе полимерные присадки для снижения гидравлического сопротивления были применены к маловязким нефтям на Транс-Аляскинском трубопроводе в 1979 году. Это была присадка CDR компании «Коноко специалити продактс», представляющая собой раствор полиолефинов в углеводородном растворителе. [36] В 1991 году на Томском нефтехимическом комбинате была получена первая отечественная присадка с функцией гасителя турбулентности под названием «ВИОЛ» (10% раствор сополимера  $\alpha$  олефина в гептане).[37]

Добавки, снижающие сопротивление течению, уменьшают уровень турбулентности в трубопроводе, не реагируют с его внутренней поверхностью, не меняют свойства перекачиваемого углеводорода.

Эффективное воздействие добавки оказывают, если не растворяются в перекачиваемой жидкости и не разрушаются в турбулентном потоке.

					Анализ применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	У Сичи				Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						65	25
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ6А</b>		
Рук-ль ООП	Бурков П.В.							

Использование добавок такого рода обеспечивает эффективную и экономичную эксплуатацию в случаях:

1) желательного увеличения пропускной способности без применения труб большого диаметра, что экономически не оправдывается;

2) затруднения применения труб большого диаметра вследствие географических осложнений и других особенностей окружающей среды (примерами могут быть морские трубопроводы, а также трубопроводы, прокладываемые в джунглях или арктических районах);

3) необходимости быстрого улучшения пропускной способности в ситуациях, когда применение труб большего сечения физически неосуществимо из-за недостатка времени;

4) необходимости временного повышения пропускной способности, например на таких месторождениях, пиковая производительность которых продолжается всего 2-3 года, или в случаях, когда потребность в дополнительной пропускной способности появляется только в определенный сезон или вообще нерегулярно;

5) невозможности выделения капитальных затрат на дополнительное строительство;

Основные области применения противотурбулентных присадок — системы с ограничениями по давлению и по производительности перекачивающего оборудования. Системы с ограничениями по давлению чаще всего эксплуатируются при максимальном рабочем давлении. Для увеличения расхода перекачиваемой жидкости обычно сталкиваются с необходимостью значительных затрат на строительство параллельной нитки трубопровода. Применение добавок для снижения сопротивления течения может способствовать экономии капиталовложений, необходимых для строительства нового трубопровода. Противотурбулентные присадки позволяют эксплуатировать трубопровод с большой производительностью и при неизменном расходе. Экономия энергетических затрат с увеличенной

производительностью при четкой технологии введения присадок позволяет добиться приращения прибыли до 50% [38].

Системы с ограничениями по производительности перекачивающего оборудования (например, насосного). Применение противотурбулентных присадок позволяет уменьшить затраты, которые понадобились бы на установку дополнительного насосного оборудования, дает возможность трубопроводу работать с повышенной производительностью на том же насосном оборудовании. Применение противотурбулентных присадок при заданном расходе позволяет снизить рабочее давление в трубопроводе, а это — повышение надежности трубопровода, снижение аварийности и существенная экономия затрат на перекачку и ликвидацию возможных аварий.

Чрезвычайно важное значение, приобретает технология транспорта нефти и нефтепродуктов с применением противотурбулентных присадок в условиях, когда может возникнуть производственная необходимость кратковременного резкого повышения производительности действующих нефти и продуктопроводов.

### **3.2 Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат**

Рассмотрены особенности применения противотурбулентных присадок для решения следующих задач трубопроводного транспорта:

1. снижение энергопотребления на существующих нефтепроводах и нефтепродуктопроводах;
2. снижение капитальных затрат при расширении пропускной способности существующих нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;
3. снижение капитальных затрат при проектировании и строительстве новых нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Разработана экспресс-методика оценки целесообразности использования присадки для снижения энергопотребления перекачки на конкретном участке трубопровода.

Современные противотурбулентные присадки (ПТП) представляют собой в основном раствор или суспензию высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе (носителе). ПТП позволяют уменьшить турбулентность в пристеночной области, в результате чего уменьшается гидравлическое сопротивление линейной части (ЛЧ) и, как следствие, потери напора на трение [39].

На магистральных нефтепроводах (МН)/магистральных нефтепродуктопроводах (МНПП) применение ПТП возможно для решения следующих задач [39].

На действующих МН/МНПП:

1) для увеличения пропускной способности МН/МНПП, как альтернатива строительству дополнительных перекачивающих станций (ПС), лупин-гов, замены участков ЛЧ;

2) для снижения энергопотребления ПС и технологического участка в целом при сохранении прежней производительности перекачки за счет:

- отключения одного насоса на ПС;
- уменьшения частоты вращения ротора насоса;
- переключения на насос с меньшим диаметром рабочего колеса;
- отключения целой ПС с последующим ее выводом из эксплуатации;

3) для повышения эксплуатационной надежности трубопровода путем понижения рабочих давлений на ЛЧ с сохранением прежней производительности перекачки.

#### **На проектируемых МН/МНПП:**

1) для сокращения количества промежуточных ПС при проектировании новых МН, обеспечивающих транспортировку нефти от месторождений, характеризующихся высокой неравномерностью объемов добычи;

2) для уменьшения диаметра и толщины стенки трубы МН при проектировании новых МН, перекачивающих нефть от месторождений.

В настоящее время, несмотря на большое количество работ, посвященных



ПТП [40] и их применению, данные вопросы рассмотрены не полностью.

В частности, в нормативном документе [41] отсутствуют требования к использованию ПТП при проектировании новых МН/ МНПП и методика оценки экономического эффекта от ее применения при проектировании. В диссертационном исследовании [41] основной упор делается на применение ПТП для снижения энергопотребления при перекачке нефти по действующим МН, дополнительные эффекты, достигаемые от применения ПТП, не рассматриваются. Также не прорабатывался вопрос применения ПТП в задачах проектирования. В диссертации [41] рассмотрены вопросы применения ПТП для увеличения производительности и снижения энергозатрат на существующих нефтепроводах. Однако при выполнении технико-экономического обоснования (ТЭО) учтены не все составляющие эксплуатационных затрат (зарботная плата персонала, затраты на техническое обслуживание и ремонт ЛЧ, ПС и т.д.) и не рассмотрено применение ПТП в задачах проектирования. В рамках настоящей работы данные вопросы будут проработаны более детально.

Цель настоящей работы - оценить возможность снижения капитальных и эксплуатационных затрат ОАО «АК «Транснефть» за счет применения ПТП при строительстве новых и эксплуатации действующих МН/МНПП.

МН по их транспортным функциям можно классифицировать следующим образом:

1) первый тип МН - неравномерно по годам перекачивающие нефть от месторождений или группы месторождений (например, МН Куюмба - Тайшет; трубопроводная система (ТС) Заполярье - Пурпе и т.д.);

2) второй тип МН - транзитные, перекачивающие нефть между резервуарными парками (РП) по ТС ОАО «АК «Транснефть».

В процессе проектирования нового МН, как правило, предусматривается его поэтапное расширение до максимальной проектной пропускной способности. Ввод ЛЧ, ПС с РП и нескольких промежуточных ПС

предусматривается на первом этапе, а дальнейшее расширение МН на следующих этапах, как правило, осуществляется путем ввода промежуточных ПС. При этом изначальная расстановка всех станций, характеристики ЛЧ (диаметр, толщина стенки) и насосное оборудование определяются исходя из проектной пропускной способности МН и не учитывают характер изменения объемов сдачи нефти в МН на сроке его эксплуатации.

### **Применение ПТП на проектируемых МН, перекачивающих нефть от месторождений**

Для МН, перекачивающих нефть от месторождений, максимальная проектная производительность приходится на пик добычи нефти на месторождении (II стадия разработки месторождения) (Рисунок 3.1). Продолжительность данного периода в среднем составляет 3-5 лет (10-12,5 % от времени разработки месторождения). Для обеспечения перекачки по МН максимального (пикового) объема нефти ОАО «АК «Транснефть» реализует строительство всего комплекса технологических объектов исходя из максимальной проектной производительности, которая длится относительно короткий период времени. Это влечет за собой значительные капитальные и эксплуатационные затраты и отражается на тарифах на транспортировку нефти. В остальное время (87,5-90 %) МН функционирует с недозагрузкой в связи с фактическим режимом разработки месторождения, что ведет к изначальному увеличению металлоемкости МН, увеличению удельных энергозатрат на перекачку, неоптимальному использованию резервуарных емкостей, насосного оборудования и т.д.

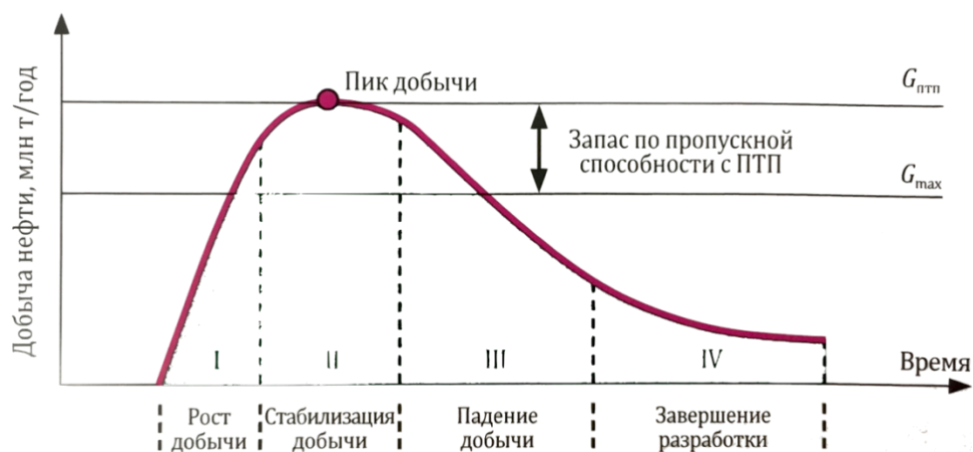


Рисунок 3.1  $G_{\text{птп}}$  - максимальная проектная производительность МН без ПТП, млн т/год;

$G_{\text{птп}}$  - максимальная проектная производительность МН с ПТП, млн т/год

Рисунок 3.2 Стадии разработки нефтяного месторождения

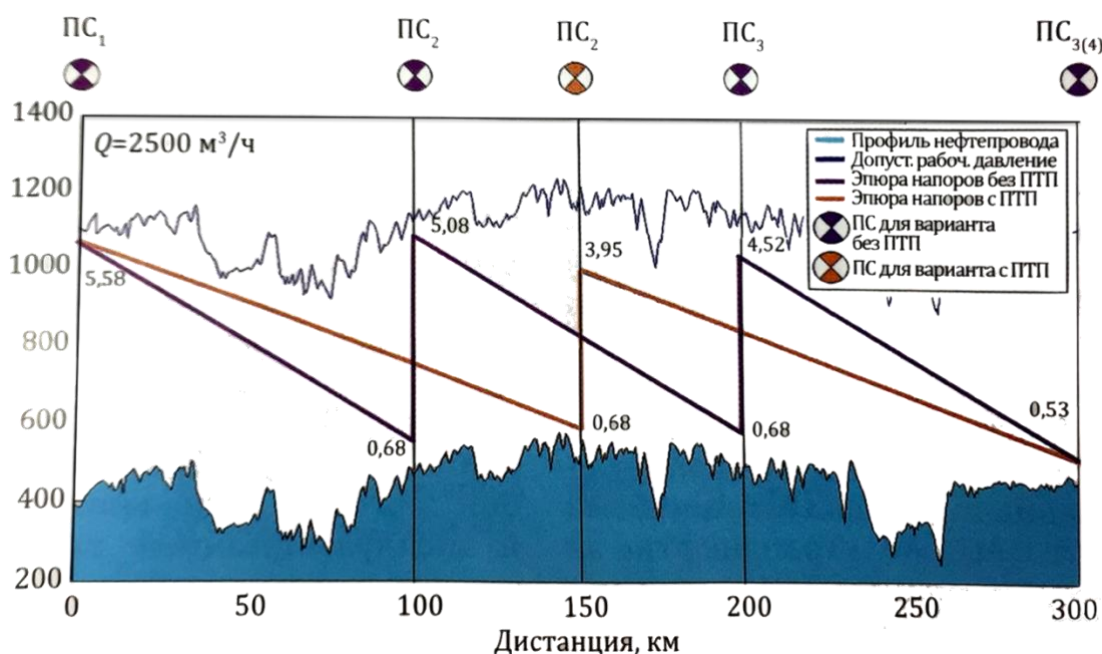


Рисунок 3.2 Этюра напоров с ПТП и без ПТП при фиксированной пропускной способности (вариант применения ПТП на стадии проектирования)

Упрощенно затраты на интервале жизненного цикла нового МН (от проектирования до вывода из эксплуатации) можно представить следующим образом

$$\text{ЧДЗ} = \text{ЧДЗ}_{\text{КЗ}} + \text{ЧДЗ}_{\text{ЭКСПЛ}}, \quad (3.1)$$

где ЧДЗ - суммарные чистые дисконтированные затраты на интервале жизненного цикла на МН, руб.; ЧДЗ<sub>КЗ</sub> - чистые дисконтированные капитальные затраты (КЗ) по строительству МН (проектирование, строительно-монтажные работы (СМР) и т.д.), руб.; ЧДЗ<sub>ЭКСПЛ</sub> - чистые дисконтированные эксплуатационные затраты МН (техническое обслуживание и ремонт ЛЧ МН, ПС, заработная плата персонала, электроэнергия и т.д), руб.

С целью снижения ЧДЗ проектирование МН целесообразно выполнять исходя из пропускной способности, равной 75-80 % (Рисунок 3.2) от максимальной (выбор данного значения обусловлен тем, что применение ПТП может обеспечить увеличение производительности в отдельные периоды времени на 20-25 %). Соответственно, с учетом ПТП МН сможет работать на 100-105 % от требуемой пропускной способности.

Данный подход предусматривает, что в течение всего периода разработки месторождения мощности проектируемого МН будут использованы с максимальной степенью загрузки и при этом в течение определенного периода времени (в среднем в течение 3-5 лет в зависимости от месторождения) в случае достижения на месторождении пиковых значений нефтеотдачи проектируемый МН будет работать с ПТП.

Тогда на этапе проектирования с учетом применения ПТП можно обеспечить:

- сокращение количества ПС;
- уменьшение диаметра ЛЧ МН;
- уменьшение толщины стенки ЛЧ МН;
- уменьшение давления на выходе ПС.

В качестве примера рассмотрим нефтепровод с фиксированной пропускной способностью для двух вариантов проектирования: без ПТП и с

ПТП (Рисунок 3.2). В первом случае предусматривается строительство двух ПС-2, 3, 14 Ду = 720 мм, толщина стенки 12 мм. Во втором случае только одной ПС, Ду = 620 мм, толщина стенки 11 мм.

Для варианта с ПТП уменьшаются ЧДЗкз за счет:

- исключения ПС-3 (от 5 до 8 млрд руб. на ПС, в зависимости от региона);
- исключение подстанции 110 кВ и подводящей ВЛ 110 кВ (~0,7-1 млрд руб. на одну подстанцию и ~2,5 млн руб./км ВЛ 110 кВ);
- уменьшения диаметра МН и толщины стенки (уменьшается металлоемкость и стоимость трубы на 21 %);
- уменьшения объема и стоимости СМР для труб с меньшим диаметром.

Одновременно для варианта с ПТП уменьшаются ЧДЗЭКСПЛ за счет:

- уменьшения затрат на электроэнергию МН (для данного примера на ~33,3 % в связи с исключением ПС-3);
- уменьшения затрат на эксплуатацию исключенной ПС-3 (персонал, отопление, ремонт, обслуживание, техника и т.п.), в среднем 150-250 млн руб./год (в зависимости от региона).

Одновременно при этом в составе эксплуатационных затрат появляется дополнительная статья расходов, связанная с закупкой ПТП, но только в период пиковой работы месторождения.

Кроме того, для варианта с ПТП уменьшается стоимость основных фондов, соответственно уменьшается налогооблагаемая база (налог на имущество). Экономическую целесообразность проектирования МН по одному из вариантов необходимо определять на основании техник- экономического сравнения (ТЭС) на предпроектной стадии обоснования инвестиций.

Пример заполнения обобщенных позиций для выполнения ТЭС для вышеуказанного примера приведен в табл. 3.2.

Таким образом, для снижения капитальных и эксплуатационных затрат

					<p>Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.</p>	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при проектировании новых МН, идущих от месторождений, целесообразно выполнять на пропускную способность, равную 75-80 % от пиковой добычи месторождением. Остальные 20-25 % пропускной способности компенсировать вводом ПТП в течение пика добычи нефти. Следует отметить, что при проектировании численные значения увеличения пропускной способности МН за счет ввода ПТП могут быть уменьшены в зависимости от периода эксплуатации месторождения и объемов добычи по годам.

Экономический эффект от применения данной методики проектирования определяется по результатам ТЭО при предпроектной проработке основных технических решений.

					<p><i>Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.</i></p>	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	ВАРИАНТ (БЕЗ ПТП)	ВАРИАНТ 2 (С ПТП)
ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ МН		
КОЛИЧЕСТВО ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ПС, ШТ.	3	2
ДИАМЕТР ТРУБОПРОВОДА, ММ	720	620
ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА, ММ	12	11
МЕТАЛЛОЕМКОСТЬ, ТЫС. Т	63,89	150,43(снижение на ~21 %)
ДЛИНА МН, КМ	300	300
ОБЪЕМ КЗ, МЛН РУБ.		
ПРОЕКТИРОВАНИЕ	X-K	0,9-X-K (снижение на ~10 %)
СТРОИТЕЛЬСТВО ПС	X-K	0,7-X-K (снижение на ~30 %)
ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ	X-K	0,7-X-K (снижение на ~30 %)
ЗАКУПКА ТРУБЫ	X-K	0,79-X-K (снижение на ~210 %)
СМР ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ	X-K	0,85-X-K (снижение на ~15 %)
ОБЪЕКТЫ СВЯЗИ	X-K	0,9-X-K (снижение на ~10 %)
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, МЛН РУБ.		0,7-X-K (снижение на ~30 %)
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ НА N ПС (В ТЕЧЕНИЕ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ)	X-K	0,7-X-K (снижение на ~30 %)
СОДЕРЖАНИЕ ПЕРСОНАЛА И ТЕХНИКИ НА N ПС (В ТЕЧЕНИЕ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ)	X-K	0,7-X-K (снижение на ~30 %)
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЛЧ (В ТЕЧЕНИЕ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ)	X-K	X-K
ЗАТРАТЫ НА ПТП (В ТЕЧЕНИЕ СРОКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИСАДКИ)	-	X-K
ПРИМЕЧАНИЕ.		
X - ВЕЛИЧИНА СТАТЬИ ЗАТРАТ, МЛН РУБ.;		
K - КОЭФФИЦИЕНТ ДИСКОНТИРОВАНИЯ ДЛЯ ПРИВЕДЕНИЯ ЗАТРАТ К НАЧАЛЬНОМУ ПЕРИОДУ ВРЕМЕНИ, ОТН. ЕД.;		
N - КОЛИЧЕСТВО СТАНЦИЙ, ШТ.		

## Применение ПТП на действующих транзитных нефтепроводах

Применение ПТП на действующих транзитных трубопроводах позволит обеспечить вывод отдельных ПС из эксплуатации или исключить необходимость строительства новых ПС при расширении существующих трубопроводов.

Вариант вывода существующих ПС из эксплуатации позволит:

- исключить затраты на техническое обслуживание и ремонт ПС;
- исключить затраты на заработную плату персонала ПС;
- уменьшить стоимость основных фондов, тем самым уменьшив налогооблагаемую базу налога на имущество.

Вариант отказа от строительства ПС позволит:

					<p>Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.</p>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- уменьшить КЗ;
- уменьшить стоимость основных фондов (уменьшение налога на имущество);
- избежать затрат федеральных сетевых компаний (ФСК) и энергогенерирующих компаний на строительство подводящих ВЛ 110/220 кВ, а также дополнительных энергомощностей для электроснабжения новых ПС.

Кроме того, ввод ПТП как альтернатива строительству новых ПС при расширении пропускной способности трубопроводов позволит существенно снизить риски перерасхода капитальных затрат в случае недопоставки нефтяными компаниями (НК) первоначально заявленных объемов с месторождений (при их подключении к трубопроводам системы ОАО «АК «Транснефть») при сокращении перекачки нефти.

Кроме того, такой подход позволит сократить расходы НК на подключение объектов нефтедобычи и НПЗ к системе ОАО «АК «Транснефть», поскольку согласно действующим в РФ правилам НК должны возместить ОАО «АК «Транснефть» затраты на реконструкцию объектов МН (  $M_{НПП}$  ), задействованных в процессе транспортировки нефти/продук-та до узла подключения.

Стоимость реконструкции МН (  $M_{НПП}$  ) при расширении пропускной способности зависит от технических решений, принятых для расширения пропускной способности трубопровода (строительство новой ПС, строительство лупинга, замена участков ЛЧ).

В 2011 г. ОАО «Гипротрубопровод» в рамках мероприятий по увеличению пропускной способности ТС ВСТО-I, II [42] было выполнено ТЭС по сопоставлению затрат на применение ПТП с затратами на строительство ПС при расширении пропускной способности действующего МН на основе дисконтированных потоков инвестиционных и эксплуатационных затрат. Полученные результаты свидетельствовали о том, что вариант применения ПТП от ~30 до 60 % (с учетом всех дисконтированных потоков



инвестиционных и эксплуатационных затрат) [43] экономически более выгодный, чем строительство одной промежуточной станции.

Вместе с тем экономический эффект от данного мероприятия зависит от стоимости строительства промежуточной ПС, затрат на приобретение ПТП, а также от изменения эксплуатационных затрат. Технологическим ограничением по применению ПТП при расширении пропускной способности МН г является возможность увеличения пропускной способности не более чем на 20-25 %.

Применение ПТП для снижения энергопотребления на действующих трубопроводах

Снижение удельных и суммарных энергозатрат на перекачку нефти и нефтепродуктов является одним из пунктов программы стратегического развития ОАО «АК «Транснефть» до 2020 г. [44].

Уменьшить энергозатраты возможно за счет:

- применения ПТП с целью отключения или снижения частоты вращения одного или нескольких магистральных насосных агрегатов (МНА) на ПС;
- работы технологического участка (ТУ) на оптимальных режимах перекачки (с точки зрения энергопотребления);
- своевременной внутритрубной очистки внутренней полости МН/МНПП.

В рамках настоящей работы рассматривается подход к снижению расхода электроэнергии за счет применения ПТП.

Применение ПТП для снижения расхода электроэнергии предусматривает отключение или снижение частоты вращения ротора МНА на ПС, при этом в качестве допущения предполагается, что производительность по режиму не изменяется, а только снижаются давления по ЛЧ и уменьшается гидроуклон эпюры напоров (рисунка. 3.1).

Понижение рабочих давлений по ЛЧ позволяет, помимо снижения расхода электроэнергии, получить дополнительный эффект:

					<i>Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.</i>	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- увеличить ресурс и повысить безопасность работы ЛЧ;
- сократить наработки насосных агрегатов (при отключении насосов на ПС).

Однако основной экономический эффект от применения ПТП связан со снижением расхода электроэнергии, соответственно для различных способов регулирования давления (ступенчатое, плавное) данный эффект будет различным.

С целью упрощения задачи рассмотрим ТУ без подкачек и отборов длиной  $L$ , по которому перекачивается нефть с объемным расходом  $Q$  (Рисунка. 3.3). На всех станциях ТУ включено  $t$  насосов, соединение насосов последовательное, насосы имеют одинаковые напорные характеристики. Баланс напоров на ТУ можно представить как

$$h_i + mH_{MHA}(Q) = ph + \Delta Z + h_{i+1} \quad (3.1)$$

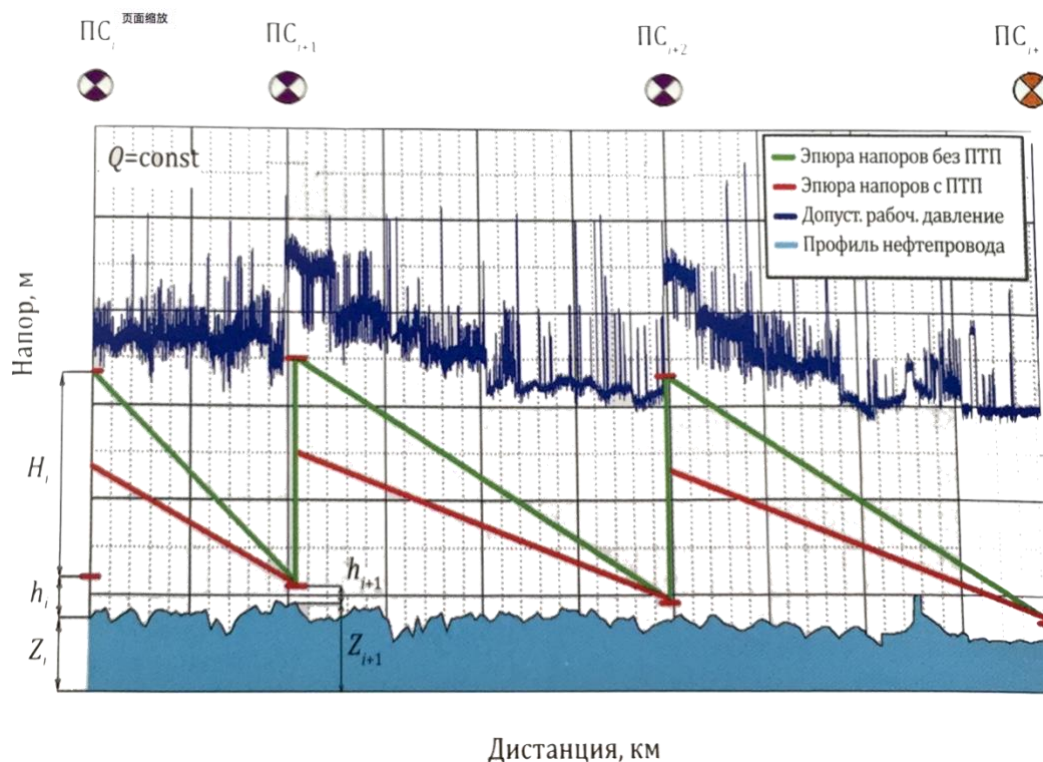
где  $h_i$  - напор, создаваемый подпорными насосами головной станции, м; ЯМНА(Ф) - напор магистрального насосного агрегата (МНА), м;  $Az$  - разность геодезических отметок конца и начала участка, м;  $Ph$  - потери напора на трение на участке, м;  $fc143$  - подпор на входе в резервуарный парк, м.

Для отдельно взятого участка от ПС  $i$  до  $i+1$  баланс напоров (Рисунка. 3.3)

$$h_i + mH_{MHA}(Q) = ph + \Delta Z + h_{i+3} \quad (3.2)$$

Для оценки экономической целесообразности применения ПТП в задачах энергосбережения выполняется достаточно! большой объем работы с разработкой ТЭО. В качестве альтернативы ниже будет рассмотрена предельно простая экспрессметодика расчета максимальной стоимости ПТП (стоимость, при которой ПТП целесообразно применять), а также оценено влияние

различных факторов на эту стоимость. При выполнении предпроектной проработки данная методика может позволить укрупненно оценить целесообразность применения ПТП.



Рисунка. 3.3 Эюра напоров с ПТП и без ПТП при постоянной производительности перекачки (вариант снижения энергопотребления)

### Ступенчатое регулирование

Снижение мощности потребляемой одной ПС (ДW) за счет ввода ПТП при условии отключения одного насоса и  $Q \sim \text{const}$  определяется из уравнения

$$\Delta w = \frac{Q \cdot M_{\text{нпп}}(Q) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}}{\eta^h(Q) \eta^{\text{дб}}} \quad (3.3)$$

где  $\Delta W$  - уменьшение мощности потребляемой ПС после ввода ПТП, кВт;  
 $\rho$  - плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\eta^{\text{нсф}}$  – КПД насоса, от. ед.;  $\eta^{\text{дв}}$  - КПД электродвигателя, от. ед.;  $Q$  - подача насоса,

м<sup>3</sup>/с. Тогда в стоимостном выражении экономию затрат на электроэнергию за счет применения ПТП на ТУ можно определить следующим образом

$$\mathcal{E} = n * k * \Delta W * S * t \quad (3.4)$$

где S - стоимость электроэнергии, руб./кВ<sub>т-ч</sub>; k - количество отключаемых МНА на станции, шт.; n - количество перегонов, на которых вводится ПТП, шт.; t - время работы ТУ на одной производительности, ч.

Согласно [45] средняя стоимость электроэнергии по системе ОАО «АК «Транснефть» в 2012 г. составила 2,28 руб./кВ<sub>т-ч</sub> без НДС. Для последующих расчетов примем S = 2,75 руб./кВ<sub>т-ч</sub> без НДС с учетом инфляции с 2012 по 2014 г.

Следует отметить, что в для упрощения принимается одинаковая концентрация для упрощения принимается одинаковая концентрация для всех участков между ПС, на которых вводится ПТП.

Анализ показывает, что с увеличением n, k, t, Q экономия затрат на электроэнергию за счет применения ПТП растет. Ограничением для увеличения k является предельная (максимальная) эффективность ПТП. С другой стороны, при увеличении n, k, t, Q увеличиваются объемы вводимой присадки, соответственно растут затраты на ввод ПТП. Точка пересечения функций экономии энергозатрат и затрат на закупку ПТП называется точкой безубыточности или максимально допустимой стоимостью ПТП, при которой ее еще целесообразно применять для экономии электроэнергии.

Максимально допустимая стоимость ПТП M<sub>s</sub> руб./кг (без НДС) определяется из

$$M_s = \frac{\mathcal{E}}{t * n * Q * p * c * 3600 * 10^3} = \frac{K * S * M_{\text{НПП}}(Q) g}{\eta^h(Q) \eta^{\text{дб}} * 3600 * 10^3} \quad (3.5)$$

где c - концентрация ПТП, г/кг.

Из следует, что максимально допустимая стоимость ПТП уменьшается

					<p>Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.</p>	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при увеличении концентрации ПТП.

Концентрация ПТП является аргументом функции эффективности ПТП  $\psi(c)$ . После соответствующих преобразований и упрощений формулу  $\psi(c)$  из [46] при  $Q = \text{const}$  можно представить:

$$\psi(c) = \frac{H(Q) - H^{\text{ПТП}}}{H(Q)} * 100\%$$

где  $H$  - напор станции без ПТП, м;  $H^{\text{ПТП}}$  - напор станции с ПТП, м.

Поскольку функция  $\psi(c)$  является нелинейно возрастающей до некоторой концентрации (области насыщения), где  $\psi(c) = \text{max}(\psi) = \text{const}$ , тогда  $\frac{d\psi}{dc}$ ,

напротив, убывает при увеличении концентрации. Соответственно, максимальная  $M_s$  достигается при максимальных  $\frac{d\psi}{dc}$  с. Тогда при  $dc$

ступенчатом регулировании максимальная  $M_s$  достигается при отключении одного МНА.

Для оценки влияния производительности и диаметра нефтепровода на  $M_s$  было выбрано число Рейнольдса

$$Re = \frac{v * D}{\nu} \quad (3.6)$$

где  $v$  - скорость потока нефти, м/с;  $D$  - внутренний диаметр нефтепровода, м;  $\nu$  - кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с.

Зависимость  $M_s$  от  $Re$  при ступенчатом регулировании (отключение 1 МНА на ПС).

Из следует, что с увеличением  $Re$  при  $D = \text{const}$   $M_s$  растет, соответственно  $M_s$  увеличивается с возрастанием производительности перекачки. Важно отметить, что при равных  $Re$  для различных диаметров МН максимально допустимые стоимости ПТП отличаются и максимальные  $M_s$  достигаются на трубопроводе с меньшим диаметром.

Результаты можно представить в табличной форме (табл. 3.1).

					<p>Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.</p>	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таким образом, Re может служить критерием оценки максимальной стоимости ПТП для различных D.

### **3.3 Совершенствовании методов определения эффективности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах**

На основе анализа результатов промышленных перекачек нефтепродуктов с применением против турбулентных присадок и лабораторных исследований разработана методика определения коэффициента увеличения пропускной способности участка магистрального нефтепродуктопровода в зависимости от концентрации присадки.

Динамика транспортировки светлых нефтепродуктов (дизельного топлива, автомобильного бензина, авиационного керосина) по системе магистральных нефтепродуктопроводов положительна: так, в 2009 году было прокачено 28181,4 тыс. тонн, в 2010 году - 30746,9 тыс. тонн.

Опыт применения присадок показал надежность и экологичность данной технологии перекачки нефтепродуктов. Использование противотурбулентных присадок является одним из приоритетных направлений научно-технического прогресса в области трубопроводного транспорта жидких углеводородов, потенциал которого необходимо постоянно совершенствовать.

Для данного метода существует определенный риск получения неоправданных расходов в случае неподтверждения заявленных свойств присадки по результатам испытаний.

В связи с вышеизложенным, представляет интерес совершенствование методов оценки способности присадки снижать гидравлическое сопротивление (на основе результатов лабораторных исследований характеристик противотурбулентных присадок) и определение возможности использования этих параметров при решении практических задач магистрального транспорта жидких углеводородов.

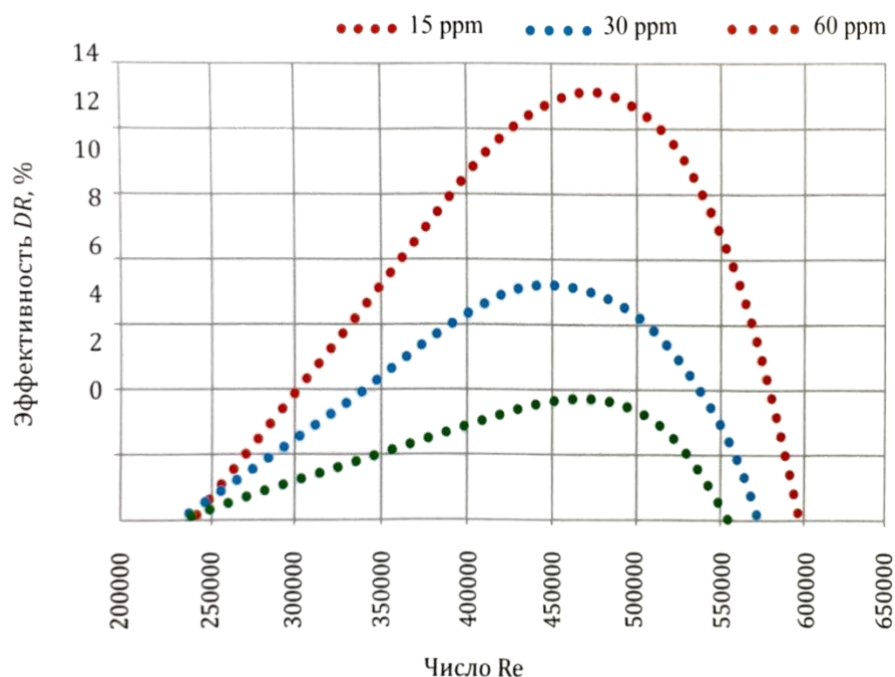
					<i>Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.</i>	Лист 82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В лабораторных исследованиях за основу были взяты слабые растворы суспензионной присадки Necadd-447. Противотурбулентная присадка Necadd-447 применяется в настоящее время на объектах магистральных нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефтепродукт». Для оценки слабых растворов присадки Necadd-447 был использован отечественный дисковый реометр РЕ0Д-1-ЭЛ, который позволяет оценить эффективность присадки в ламинарном, переходном и турбулентном режимах обтекания вращающегося диска в плоской цилиндрической камере и исследовать ее склонность к деформации. Технические характеристики реометра РЕ0Д-1-ЭЛ приведены в табл. 3.1

Таблица 3.1. Технические характеристики реометра РЕ0Д-1-ЭЛ

Характеристика	Величина
Исследуемая среда	слабоагрессивная, горючая, взрывобезопасная жидкость
Диапазон температур исследуемой среды, °С	от 5 до 45
Диаметр диска, мм	147,1
Толщина диска, мм	1,2
Относительный осевой зазор	0,264
Вместимость измерительной ячейки, мл	не менее 850
Потребляемая мощность, Вт	не более 1500
Масса, кг	не более 20

Движение жидкости в измерительной ячейке характеризовалось наличием отдельных пограничных слоев на вращающемся диске и торцевых поверхностях камеры. На реометре РЕ0Д-1-ЭЛ исследовались противотурбулентные свойства присадки Necadd-447 в образце топлива дизельного летгидравлическое сопротивление. Область ее действия находится в диапазоне чисел  $Re$  от  $2,4 \cdot 10^5$  до  $6,5 \cdot 10^5$  (рис.1). Кривые коэффициента сопротивления имеют предельную асимптоту, соответствующую ламинарному обтеканию диска.



Рисунка 3.4 Зависимость эффективности DR % присадки Necadd-447 от числа  $Re_d$  по данным экспериментов на дисковом реометре

Максимальное снижение сопротивления присадкой наблюдается при числе  $Re_d = 4,7 \cdot 10^5$ . Величина этого снижения зависит от концентрации присадки. Выход за максимум на кривую, соответствующую течению растворителя, связан с необратимыми изменениями слабых растворов из-за разрушения макромолекул присадки. Чем меньше концентрация присадки, тем быстрее наступает деградация эффекта Б. Томса,

Эффективность присадки, полученная в ходе этих исследований, находилась по формуле (1)

$$DR\% = \left(1 - \frac{C_m}{C_{m0}}\right) * 100. \quad (3.6)$$

где  $C_{т0}$  и  $C_t$  - коэффициенты момента сопротивления диска для растворителя и раствора присадки, найденные при одном и том же значении числа  $Re_d$ .

Для интерпретации данных по снижению сопротивления, полученных на дисковом реометре, использовалась линейная корреляция П. Вирка [47].



$$\frac{C}{DR} = \frac{[C]}{DR_{max}} + \frac{C}{DR_{max}} \quad (3.7)$$

где DR - эффективность присадки, полученная в ходе исследований, в долях единицы; [C]-характеристическая концентрация (концентрация полимера в растворителе); C- концентрация присадки, в долях единицы;  $DR_{max}$  - максимальная эффективность присадки, в долях единицы.

Связь между параметрами формулы (3.7) устанавливается соотношением

$$DR = \frac{DR_{max}}{[C]} \quad (3.8)$$

где [DR] - характеристическая эффективность, которая определяет относительное снижение турбулентного трения на единицу концентрации присадки при бесконечном разбавлении.

Уравнение (2) позволяет описывать течение слабых растворов полимеров как по трубопроводам, так и в лабораторных установках. Таким образом, открывается возможность определения характеристик полимерной добавки, найденных по результатам лабораторных экспериментов и по данным эксплуатации магистральных трубопроводов.

В табл. 3.2 приведены значения параметров уравнения (2), найденных по данным вышеописанного эксперимента на дисковом реометре и после обобщения результатов опытнопромышленных транспортировок дизельных топлив разных марок (Л 0,2-62 В; ДЛЭЧ 0, ОБ62; ДЛЭ и др.) по четырем перегонам магистральных нефтепродуктопроводов (НПП 1-4) условным диаметром 250-500 мм и длиной до 40-230 км в зоне смешанного трения турбулентного потока [48].

С помощью статистического метода Стьюдента было установлено, что с вероятностью 95 % между полученными разными методами величинами максимальной эффективности отсутствует различие. Таким образом, максимальная эффективность противотурбулентной присадки равна

$DR_{max}=60,2 \%$  и является инвариантной величиной, т.е. ее значение не зависит от метода исследования слабых растворов (реометр или промышленные трубопроводы) и от марки дизельного топлива. На величины остальных характеристик малой добавки оказывают влияние условия движения ее раствора при проведении экспериментов. где  $i$  и  $i_f$  - теоретический и фактический гидравлические уклоны при транспортировке дизельного топлива без присадки соответственно.

Анализ характеристик противентурбулентных присадок, найденных по данным опытных перекачек (табл. 3.2), показал, что от параметра  $E$  зависит величина характеристической эффективности присадки. Ее значение можно найти со средней погрешностью в 5 % по формуле:

$$\ln [DR] = 17,61 - 6,38 \cdot E. \quad (3.9)$$

Динамика изменения характеристической эффективности присадки показывает, что ее значений зависит от интенсивности турбулентных возмущений в пристенной области потока.

Что касается характеристической концентрации, то она может использоваться в качестве нормирующего параметра при обобщении данных по снижению турбулентного трения при движении слабых растворов присадки Necadd-447. На рис. 3.4 приведена зависимость  $DR\% = f(C/[C])$ , построенная по данным перекачек по десяти перегонам магистральных нефтепродуктопроводов и результатам опытов на дисковом реометре. Экспериментальные точки на этом графике с погрешностью в пределах 6 % (при средней 2,1 %) описываются выражением вида адсорбционного уравнения И. Ленгмюра

$$DR\% = DR_{max} \frac{C/[C]}{1+C/[C]} 100 \quad (3.10)$$

в котором характеристическая концентрация определялась по формуле

					<p>Выявить закономерности применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов с обоснованием экономического эффекта.</p>	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$[C] = \frac{DR_{max}}{[DR]} = \frac{0,6.02}{[DR]} \quad (3.11)$$

где [DR] - характеристическая эффективность по формуле .

Таким образом, для определения эффективности изучаемой противотурбулентной присадки при применении ее на конкретном перегоне нефтепродуктопровода при транспортировке дизельных видов топлива необходимо начать с определения характеристической эффективности [DR] - по формуле (3.9), затем по выражению (3.10) определить характеристическую концентрацию [C] и по формуле (3.11) соответствующее относительное снижение турбулентного трения.

Рассчитанная по приведенной методике эффективность присадки дает возможность определить соответствующее ей увеличение пропускной способности.

Для получения максимального расхода при использовании полимерной добавки необходимо, чтобы выполнялось следующее условие: напор на выходе перекачивающей станции поддерживать равным допустимому с учетом несущей способности линейной части, а противокавитационный подпор на входе в следующую станцию - минимально допустимому. В этом случае коэффициент увеличения расхода  $\chi$  может быть найден из отношения.

$$\frac{h_{tf}}{h_{t0}} = \frac{\lambda_f Q_f^2}{\lambda_0 Q_0^2} = 1 \quad (3.12)$$

где  $h_t$  - потери напора на трение;  $\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления; f и 0 - индексы, относящиеся к случаю применения присадки и без нее.

Тогда:

$$X^2 = \frac{Q_f^2}{Q_0^2} = \frac{\lambda_0}{\lambda_f} = \frac{\lambda_0}{\lambda_0(1-DR)} = (1-DR)^{-1}, X = (1-DR)^{-0.5} \quad (3.13)$$

Сравнение расчетных значений коэффициентов  $x$  по формуле (3.12) с полученными в ходе промышленных перекачек свидетельствует о том, что с погрешностью в пределах 3 % возможно определять степень увеличения пропускной способности перегона нефтепродуктопровода.

Таким образом, приведенная методика позволяет:

- оценить эффективность использования присадок различных производителей до их опытнопромышленного применения;
- определить коэффициент увеличения пропускной способности магистрального нефтепродуктопровода в зависимости от концентрации присадки и при условии поддержания предельно допустимого рабочего напора на насосной станции;
- снизить риск возникновения расходов, связанных с неэффективным применением присадки;
- оптимизировать транспортные мощности при планировании перспектив развития системы магистральных нефтепродуктопроводов.

## 4 Организационно-экономическая часть

Как было отмечено выше, часть системы газопроводов имеет эксплуатационный возраст 20 и более лет, общее техническое состояние линейной части этих газопроводов с каждым годом ухудшается, так как эксплуатационный ресурс практически исчерпан. Моральный и физический износ газопроводов привела: на сегодняшний день, к непрерывному увеличению затрат на восстановление и объема работ по ликвидации и частичному предупреждению аварий, в том числе на ремонт свищей и трещин в сварных швах, вырезку гофров, замену антикоррозионной смазки в местах ее нарушения, подсыпку и обваловку отдельных участков газопровода. Постоянное накопление дефектов за многолетний период эксплуатации резко увеличило интенсивность отказов газопровода.

### 4.1 Организационно-техническая подготовка к капитальному ремонту

При разработке проекта организации учитывались требования и основные положения следующих нормативных документов:

СНиП 3.01.01-85\*Организация строительного производства;

СНиП 1.04.03-85\*Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений;

расчетных нормативов для составления ПОС.

Так как газопровод прокладывается в районах вечномёрзлых грунтов, проектирование следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП 2.02.04-88, специальных ведомственных нормативных документов, утвержденных Миннефтегазстроем, Мингазпромом и Миннефтепромом по согласованию с Минстроем РФ, и дополнительными указаниями настоящих норм.

	норм.				Анализ применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.					Организационно-экономическая часть			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Саруев А.Л.								89	15
Консульт.								НИ ТПУ гр.2БМ6А			
Рук-ль		Бурков П.В.									

Капитальный ремонт объекта осуществлялся по проекту производства работ, разработанного подрядной организацией, в соответствии с требованиями СНиП 3.01.01-85\*, материалов рабочих чертежей и инженерных изысканий, исходных данных для составления проекта капитального ремонта.

До начала подготовительного периода должны быть проведены организационные мероприятия:

утверждена и выдана подрядной организации проектно-сметная документация;

решены вопросы обеспечения капитального ремонта материалами, конструкциями и деталями;

определены строительные, монтажные и специализированные организации для осуществления запланированного капитального ремонта, и решены вопросы по обслуживанию строителей;

оформлено финансирование;

произведен в натуре отвод территории для капитального ремонта;  
разработан генеральной строительной организацией проект производства работ.

#### 4.2 Методы производства работ

Строительство линейной части газопровода и сооружений на нём намечено осуществить комплексной линейной колонной в составе подразделений и бригад, выполняющих все виды строительно-монтажных работ при строительстве газопровода.

Обслуживание строительства линейной части газопровода будет обеспечиваться производственной базой подрядчика, а также временным

притрассовым строительным хозяйством производственного и складского назначения (сварка труб в плети, гнутье кривых вставок, текущий ремонт и обслуживание машин и механизмов).

					Организационно-экономическая часть	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Линейные трассовые работы при сооружении трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах производится в зимнее время с использованием мерзлых грунтов в качестве оснований. Работы на трассе начинаются после промерзания деятельного слоя на глубину 0,6 м во избежание повреждения растительного покрова.

Проектом предусматривается подземная укладка газопровода.

Глубина заложения газопровода диаметром 530 мм не менее 1,0 м.

Для проезда вдоль трассы и прохода строительной техники необходимо устройство вдольтрассового проезда (засыпка ям, срезка бугров, прокладка водопропускных труб) протяженностью 5029 м и устройство лежневых дорог шириной 8 м, общей протяженностью 788 м.

Производство работ по демонтажу газопровода на болотах осуществлять в зимнее время. Для ускорения промерзания болот производится очистка от снега в объёме 128т.м<sup>3</sup>.

Разработка траншей в многолетнемерзлых грунтах выполняется гидравлическими одноковшовым экскаватором, обратная засыпка бульдозером.

Засыпка траншей предусмотрена – бульдозером.

Укладка газопровода предусмотрена– с бровки траншеи.

Разработка и засыпка траншей на переходах через болота предусматривается экскаватором со сланей.

Сборка и сварка труб в двухтрубные секции предусматривается централизованная на трубосварочной базе ПАУ-1001.

Сварка неповоротных стыков на трассе осуществляется поточно-расчлененным методом непосредственно на трассе ручной электродуговой сваркой с применением самоходных сварочных установок.

Сварка на заболоченных участках будет выполняться из одиночных труб.

Проектом предусматривается применение труб с заводской изоляцией.

					Организационно-экономическая часть	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Укладку трубопровода в подготовленную траншею следует производить трубоукладчиками ТГ-321, Д-355С-3.

На переходах через болота, а также на переходах через обводненные участки и поймы рек, сложенные минеральными грунтами, проектом предусматривается балластировка железобетонными утяжелителями.

Очистку полости и испытание газопровода на прочность и герметичность производить согласно инструкции по производству и очистке полости и испытанию строящихся магистральных газопроводов ВСН 011-88.

Испытание газопровода на прочность и проверка на герметичность предусмотрена пневматическим способом.

Демонтаж существующего газопровода Ду 530 протяженностью 5029 м производится после подготовительных работ.

Выполняются земляные работы, демонтируются трубы и ж/б седловидные грузы, снимается полимерная изоляция, производится резка трубопровода.

#### **4.3 Сроки и продолжительность строительства**

Нормативная продолжительность строительства объекта определена на основании СНиП 1.04.03-85\* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» (СНиП 1.04.03-85\*. Раздел В § 7 п.1. Общие положения, приложение 1).

##### **1. Газопровод Ду 530 протяженностью 5,029 км**

Расчет производится методом экстраполяции исходя из имеющейся в нормах минимальной протяженности 20 км. с нормой продолжительности строительства 10 мес.

Продолжительность строительства с учетом экстраполяции будет равна:

##### **2. Демонтаж газопровода Ду 530 протяженность 5,029 км.**

Продолжительность строительства составит:

					Организационно-экономическая часть	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$T_2 = T \times 0,5 = 2,6 \times 0,5 \approx 1,3 \quad \text{месяца}$$

Общая продолжительность строительства составит 3,9 месяца.

Строительство намечается осуществить в I и II квартале 2011 г.

Для выполнения монтажных и специальных работ будут привлечены на субподрядных началах специализированные строительные и монтажные организации.

#### **4.4 Ведомость объёмов основных ремонтно-строительных, монтажных и специальных строительных работ**

Таблица 9.1 – Ведомость объёмов

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество
1	Расчистка строительной полосы от леса средней густоты Ø стволов до 20 см.	шт	1077
2	Корчевка пней.	шт	1077
3	Расчистка площади от кустарника и мелколесья.	1га	0,23
4	Протяженность трасы.	м	5029
5	Планировка.	1000 м <sup>2</sup>	133,86
6	Разработка растительного грунта бульдозером.	1000 м <sup>3</sup>	5,915
7	<u>Земляные работы:</u> Разработка Засыпка Планировка	тыс. м <sup>3</sup> тыс. м <sup>3</sup> тыс. м <sup>3</sup>	9,25 9,25 8,9
8	Монтаж и сварка труб в заводской изоляции Ø530×9мм	м	5029
9	Коврики из нетканого синтетического материала	м <sup>2</sup>	986,5

	(НСМ)		
10	Изоляция сварных стыков и укладка газопровода в заводской изоляции.	м	5029
11	Рытьё траншеи одноковшовым эксковатором для укладки газопровода Ø530 в заболоченной местности.	км	2,973
12	Засыпка траншеи одноковшовым эксковатором.	км	2,973
13	Рытьё траншеи в равнинно-холмистой местности газопровода диаметром 530 мм.	км	2,056
14	Засыпка траншеи в равнинно-холмистой местности газопровод диаметром 530 мм.	км	2,056
15	Железобетонные утяжелители УБО-1020.	м³	310,51
16	Термоусаживающие манжеты «Терма-СТМП»	компл ект	196
17	Пневматическое испытание (воздухом) на прочность и проверка на герметичность.	м	5029

#### 4.5 Потребность в строительных машинах и механизмах

Потребное количество основных строительных машин и механизмов определено по расчетным нормативам для составления ПОС.

Таблица 9.2 – Общее количество потребных машин

№ п/п	Наименование машин и механизмов	Количество
1.	Экскаватор «Кранэкс».	1
2.	Экскаватор «Хитачи».	1
3.	Экскаватор «ЭО-4225».	1
4.	Бульдозер Т-170.	1
5.	Бульдозер «Катерпиллер».	1
6.	Трубоукладчик «Камацу С355».	3
7.	Трубоукладчик «ТГ-321».	2
8.	Сварочный агрегат «АС-81».	1
9.	Сварочный агрегат «АПС-4».	1
10.	Трубовоз «Урал-4320».	3

11.	Полуприцеп «Камаз»	1
12.	Автомобиль бортовой «Урал».	1
13.	Автомобиль самосвал.	5
14.	Кран автомобильный «КС-45714».	1
15.	Кран на пневмоходу «КС».	1
16.	Автобензовоз «Урал».	1
17.	Трелёвочный трактор «ТТ-4».	2
18.	Автомобиль «УАЗ».	1
19.	Автобус вахта «Камаз».	1
20.	Автобус вахта «Урал».	1
21.	Бензомоторные пила «Хузварна».	3

Примечание: Предусмотренные перечнем марки не являются обязательными и могут быть заменены другими с аналогичной характеристикой при разработке ППР.

Таблица 9.3 – Оборудование и приборы контроля качества

№ п/п	Наименование оборудования	Количество
1.	Газовая резка.	2
2.	Центратор внутренний.	1
3.	Центратор наружный	2
4.	Аппарат струйной очистки.	1
5.	Компрессор.	1
6.	Рентгеновский аппарат «Арина-5»	2
7.	Толщиномер «Пелинг УД2-102»	1
8.	Искровой дефектоскоп для контроля качества изоляции ИДМ.	1

#### 4.6 Потребность в кадрах

Потребность строительства в рабочих кадрах и общее количество

работающих на строительстве определены на основании объёмов строительно-монтажных работ и планируемых годовых выработок на одного работающего, на строительно-монтажных работах и вспомогательных производствах. Результаты расчета сведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Потребность строительства в рабочих кадрах

год стр-ва	объем СМР тыс.руб	средн. годов. выраб. тыс.руб.	общая числен. работ.	В том числе по категориям (чел.)			
				рабочие 80,2%	служащ. 4,5%	ИТР 13,2%	МОП и охрана 2,1%
2010	232,43	18,6	13	10,3	0,6	1,3	0,6

Покрытие потребности в рабочей силе осуществляется за счет перебазирования с других объектов. Затраты на доставку работающих на объекте приняты в процентном отношении с учетом данных подрядчика.

#### ***4.7 Ведомость потребности в строительных конструкциях, изделиях, материалах и оборудовании***

Таблица 4.5 – Ведомость потребности в строительных конструкциях, изделиях, материалах и оборудовании

№ п/п	Наименование	Ед-цы изм.	Кол-во
1	Строительные сборные ж/бетонные конструкции	м³	310,51
2	Песчано-гравийная смесь	м³	52,0
3	Металлоконструкции	т	1,3
4	Проволока сварочная	кг	548,2
	Электроды сварочные	кг	636,2

6	Трубы стальные ø530	м	5029
7	Манжета термоусаживающаяся «Терма-СТМП»	шт	438

#### 4.8 Потребность в энергетических ресурсах и воде

Таблица 4.6 – Потребность в энергетических ресурсах и воде

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Норма на 1млн.руб	Объёмы СМР (млн.руб.)	Потребность по стр-ву
1	Электроэнергия	кВ.А	141	0,537	216,7
2	Сжатый воздух	м³/мин	8,28		12,7
3	Кислород	м³/год	4324		1550,1
4	Вода для производственно -технических, хоз. питьевых и гигиенических нужд	м³/сут	-		4,05

Потребность строительства в воде и энергетических ресурсах определена по укрупнённым показателям на 1млн.руб. СМР согласно расчетным нормативам и приведена в вышеуказанной таблице.

Электроснабжение строительства предусматривается осуществлять от линии ЭХЗ. В случае отключения линии ЭХЗ, предусмотрена дизельная электростанция.

Снабжение сжатым воздухом производится от передвижных компрессоров.

Кислород и пропан-бутановая смесь доставляется в баллонах на

специально оборудованных машинах.

Теплоснабжение временных зданий и сооружений предусматривается от электронагревательных приборов.

#### **4.9 Временные здания и сооружения**

Для обеспечения социально-бытовых условий работников, выполняющих строительно-монтажные работы. Используются временные здания и сооружения.

Потребность строительства в складах определена по укрупненным показателям на 1 млн. руб. строительно-монтажных работ и приведена в таблице 4.7.

Детальная компоновка расположения временных зданий и сооружений выполняется в проекте производства работ.

Таблица 4.7 – Потребность строительства в складах

<b>№№ п/п</b>	<b>Наименование складских сооружений</b>	<b>Площадь, м<sup>2</sup></b>
1	Склад отапливаемый	280,8
2	Склад не отапливаемый	339,3
3	Навес	892,7
	Итого	1512,8

Потребная площадь конторских помещений, бытовых помещений определена по укрупненным показателям (таблица 4.8).

Таблица 4.8 – Потребная площадь конторских и бытовых помещений

№№ п/п	Наименование	Общая площадь
	1. Здание санитарно-бытового назначения	
1	Гардеробная	177,6
2	Душевая	169,7
3	Умывальная	15,0
4	Сушилка	41,4
5	Столовая	105,1
6	Помещение для обогрева рабочих	20,7
7	Уборная	20,7
	Итого	550,2

Временные здания и сооружения для обслуживания работающих на трассе располагаются в местах проведения работ по мере продвижения колонны.

Таблица 4.9 – Временные здания и сооружения

	2. Административного назначения	
	Контора	240,0
	Красный уголок	173,2
	Итого:	413,2
	Всего:	963,4

#### 4.10 Техничко-экономические показатели

Таблица 4.10 –Техничко-экономические показатели

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во
1	Протяженность трубопровода	км	5,029
2	Общая сметная стоимость (в ценах 1991 года)	млн.руб.	232,43

	в том числе СМР	млн.руб.	232,43
3	Общая продолжительность капремонта	месяцев	3,9
4	Среднегодовая выработка	тыс.руб.	56,1
5	Численность рабочих	человек.	39
6	Общая трудоёмкость кап. ремонта	тыс.чел.дней	14040,0

#### 4.11 Расчет финансовых потерь

Исходя из текущего технического состояния трассы Мастах были рассчитаны финансовые потери ГП в сравнении с проектными показателями.

Учитывая проектную производительность по МГ - **32,492** млрд. м<sup>3</sup> в год при  $P_{пр} = 5,5$  МПа, при снижении допустимого рабочего давления до **3,75** МПа фактическую производительность составит **30,255** млрд. м<sup>3</sup> в год.

Разница в объеме перекачиваемого газа:

$$\Delta Q = 2,237 \text{ млрд. м}^3 \text{ в год.}$$

Принимая среднее расстояние транспорта газа равное  $L=144$  км, получаем товаротранспортную работу по этому газопроводу

$$V = \Delta Q \cdot L = 2,237 \text{ млрд. м}^3 \cdot 144 \text{ км} = 322,128 \text{ млрд. м}^3 \cdot \text{км.}$$

Учитывая, что тариф по транспорту газа, установленный Федеральной службой по тарифам в России, составляет **1104** руб. за 1000 м<sup>3</sup> на 100 км получаем реальные потери по «недоставке» газа относительно проектной возможности

$$\Sigma = 322,128 \text{ млрд. м}^3 \cdot \text{км} \cdot 1104 \text{ руб. за тыс. м}^3 \text{ на } 100 \text{ км} =$$

$$= 322128 \text{ тыс. м}^3 \cdot \text{км} \cdot 1104 \text{ руб. за тыс. м}^3 \text{ на } 100 \text{ км} = 355,629 \text{ млн. руб. в}$$

год.

Учитывая, что примерная стоимость данного капитального ремонта будет составлять **220-250** млн. руб., то он окупит себя за 1,53 года, т.е. за 18 месяцев.



Проведенный капитальный ремонт трассы Берге повысил надежность газопровода, увеличил наработку. Вероятность наступления отказа следующие 3 года минимальна.

Расчет прямых затрат и оплаты труда по возведению грунтовой плотины ведется по списку работ:

Культуртехнические работы:

- Срезка кустарника и мелколесья кусторезом

$$C_{nz} = \frac{370,27}{1} \cdot 0,86 = 318,43 \text{ руб.}$$

$$C_{онм} = \frac{14,90}{1} \cdot 0,86 = 12,82 \text{ руб.}$$

Корчевка кустарника и мелколесья корчевателем

$$C_{nz} = \frac{1140,02}{1} \cdot 0,86 = 980,42 \text{ руб.}$$

$$C_{онм} = \frac{61,03}{1} \cdot 0,86 = 52,49 \text{ руб.}$$

Сгребание срезанного и выкорчеванного кустарника и мелколесья собирателем

$$C_{nz} = \frac{967,69}{1} \cdot 0,86 + \frac{196,84}{1} \cdot 3 \cdot 0,86 = 1340,06 \text{ руб.}$$

$$C_{онм} = \frac{51,80}{1} \cdot 0,86 + \frac{10,64}{1} \cdot 3 \cdot 0,86 = 72,00 \text{ руб.}$$

Сжигание с перетряхиванием валов кустарников, мелколесья и корней корчевателем-собирателем

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

$$C_{nz} = \frac{646,01}{1} \cdot 0,86 = 555,57 \text{ руб.}$$

$$C_{онт} = \frac{217,94}{1} \cdot 0,86 = 187,43 \text{ руб.}$$

2) Земляные работы - Срезка растительного слоя бульдозером ДЗ-109 на базе Т-130 с перемещением до 30 м (Расценка 01-01-031-6)

$$C_{nz} = \frac{578,05}{1000} \cdot 2580 + \frac{422,96}{1000} \cdot 2 \cdot 2580 = 3673,84 \text{ руб.}$$

$$C_{онт} = \frac{40,00}{1000} \cdot 2580 + \frac{29,27}{1000} \cdot 2 \cdot 2580 = 254,23 \text{ руб.}$$

Расчистка основания плотины от илистого грунта, разработка грунта в котловане под фильтрационный зуб и русловой дренаж

$$C_{nz} = \frac{3824,82 - 287,68 + 287,68 \cdot 1,25}{1000} \cdot 12285 = 47871,45 \text{ руб.}$$

$$C_{онт} = \frac{287,68 \cdot 1,25}{1000} \cdot 12285 = 4417,69 \text{ руб.}$$

Разработка минерального грунта II гр.

$$C_{nz} = \frac{3824,82}{1000} \cdot 65600 = 250908,19 \text{ руб.}$$

$$C_{онт} = \frac{287,68}{1000} \cdot 65600 = 18871,01 \text{ руб.}$$

Возведение тела плотины и фильтрационного зуба

$$C_{nz} = \frac{125805,57}{1000} \cdot 66700 = 8391231,52 \text{ руб.}$$

					Организационно-экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

$$C_{онм} = \frac{248,95}{1000} \cdot 66700 = 16604,97 \text{ руб.}$$

Устройство дренажа из разнозернистого гравия

$$C_{нз} = \frac{1612,22}{1} \cdot 68 = 109630,96 \text{ руб.}$$

$$C_{онм} = \frac{1602,46}{1} \cdot 68 = 108967,28 \text{ руб.}$$

Планировка низового откоса грунтовой плотины

$$C_{нз} = \frac{2586,13}{1000} \cdot 2900 = 7499,77 \text{ руб.}$$

$$C_{онм} = \frac{176,7}{1000} \cdot 2900 = 512,43 \text{ руб.}$$

Планировка верхового откоса грунтовой плотины

$$C_{нз} = \frac{548,37}{1000} \cdot 10200 = 5593,37 \text{ руб.}$$

$$C_{онм} = \frac{48,16}{1000} \cdot 10200 = 490,93 \text{ руб.}$$

Крепление растительным грунтом откосов плотины

$$C_{нз} = \frac{578,05}{1000} \cdot 3300 + \frac{422,96}{1000} \cdot 2 \cdot 3300 = 4699,11 \text{ руб.}$$

$$C_{онм} = \frac{40,00}{1000} \cdot 3300 + \frac{29,27}{1000} \cdot 2 \cdot 3300 = 325,18 \text{ руб.}$$

Крепление откосов посевом многолетних трав

$$C_{нз} = \frac{12544,27}{1000} \cdot 12780 = 160315,77 \text{ руб.}$$

$$C_{omm} = \frac{220,39}{1000} \cdot 12780 = 2816,58 \text{ руб.}$$

## 5 Социальная ответственность

Социальная ответственность - ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое:

Содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;

Учитывает ожидания заинтересованных сторон;

Соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения;

Интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях.

Трубопроводный транспорт парафинистых нефтей был и остается достаточно серьезной проблемой для организаций, занятых их добычей и транспортом. На нефтепроводах, перекачивающих реологически сложные нефти, применяются традиционно сложившиеся специальные технологии перекачки. Все они основаны на внесении в поток либо дополнительной тепловой энергии «горячая» перекачка, трубопроводы с системами попутного электроподогрева, либо различного рода разбавителей, улучшающих текучесть перекачиваемой нефти (воды, маловязких нефтей, газа, депрессорных присадок и. т. п. ).

					Анализ применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.					социальная ответственность		Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Саруев А.Л.							105	16
Консульт.							НИ ТПУ гр.2БМ6А			
Рук-ль		Бурков П.В.								

Площадка строительства входит в состав объектов Южная Сибирь - Тихий океан расширение нефтепровода в Китай месторождения в изолированной и удаленной от населенных пунктов местности на района Южная Сибирь. Площадка расположена в зоне преимущественно сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. Климат района работ резко континентальный, с суровой и продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Время проведения работ зима.

Магистральные газопроводные конструкции, являющиеся автономными энергетическими системами впервые построены и эксплуатируются в зоне распространения вечноммерзлых грунтов.

В настоящее время газопроводная система Республики составляет в общей сложности около 1400 км. магистральных газопроводов. Климат территории прохождения исследуемого газопровода представляет собой одну из сложнейших, естественных преград, создающих экстремальные условия для работоспособности газопровода.

### **5.1 Производственная безопасность**

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации линейной части магистрального трубопровода.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативны е документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4

Земляные работы;		1.Электрический	ГОСТ
Погрузочно		ток;	12.1.010–76 [1]
работы;	1.Отклонение	2.Пожаро- и	ГОСТ
Очистные работы;	показателей климата на	взрывоопасность.	12.1.011–78 [2]
Сварочно-	открытом воздухе;		ГОСТ
монтажные работы;	2.Превышение		12.1.019–79 [3]
Изоляционные	уровней шума;		ГОСТ
работы.	3.Утечка токсичных		12.1.003–83 [4]
	и вредных веществ в		ГОСТ
	атмосферу;		12.1.005–88 [5]
			ГОСТ
			12.1.004–91 [6]

### ***5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению***

#### ***1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.***

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей климата в рабочей зоне.

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0<sup>0</sup>С.

В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0<sup>0</sup>С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного

воздействия их на организм рабочего.

При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 5.2 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

## *2. Превышение уровней шума.*

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты.

Высокомощные газоперекачивающие агрегаты, насосы, компрессоры, дизельные установки, двигатели внутреннего сгорания, электродвигатели, сепараторы и другое технологическое оборудование при работе создают шум, значительно превышающий предельно допустимые величины уровня шума, регламентированные ГОСТ 12.1.003-83, ГН 2.2.4/2.1.8.562-96, ГН 2.2.4/2.1.8.566-96 и ГН 2.2.4/2.1.8.583-96.

Высокие уровни шума в сочетании с другими вредными факторами производства, такими как повышенная температура воздуха, вибрация, инфразвук, приводят к повреждению слуха у работников газотранспортных предприятий, к нарушению регулирующей функции нервной и сердечно-



сосудистой систем и пр. Расстройства нервной системы и другие нарушения, связанные с воздействием шума, наблюдаются у населения близлежащих населенных пунктов; животные и птицы вынуждены покидать привычные места обитания.

В настоящее время на газотранспортных предприятиях не ведется постоянный производственный контроль за шумом, вибрацией и другими негативными физическими явлениями. Определение размера санитарно-защитной зоны по шуму, акустические обследования и разработка мероприятий по снижению шума проводятся специалистами научно-исследовательских организаций.

Природоохранная служба обязана принимать непосредственное участие в проведении мероприятий, снижающих шумовое воздействие предприятия, таких как:

- внедрение малошумных технологий;
- звукоизоляция оборудования;
- установка глушителей, противозумных экранов и кабин;
- ограничение скорости движения технологических сред по трубопроводам;
- обработка трубопроводов противозумными мастиками;
- организация контроля уровня шума за санитарно-защитной зоной в близлежащих населенных пунктах;
- архитектурно-планировочные мероприятия для вновь строящихся установок и сооружений - ориентация шумных агрегатов боковой стороной в направлении жилого поселка;
- мероприятия по снижению шума на путях его распространения - земляные насыпи высотой 3-12 м с защитным акустическим экраном и с кустарником, высаженным на поверхности насыпи, обращенной к источнику шума; лесозащитные полосы на возвышенных участках рельефа.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на

					социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Средства индивидуальной защиты:

- наушники;
- ушные вкладыши.

### 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

Природный газ бесцветен, значительно легче воздуха, малотоксичен если не содержит вредных примесей более допустимых норм.

Если природный газ очищен в соответствии с требованиями ОСТ 51.81—82, «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы», его свойства мало отличаются от свойств метана.

название	характеристики
Метан	<p>Относительная плотность, по воздуху 0,55, плотность 0,717 кг/м<sup>3</sup>. По санитарным нормам относится к 4-у классу опасности (мало опасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на С) — 300 мг/м<sup>3</sup>.</p> <p>Концентрационные пределы воспламенения в воздухе — 5—15% (по объему), температура воспламенения 645о С.</p> <p>Минимальная энергия зажигания, определяемая по методике ВНИИПО («Методика определения критического зазора при зажигании аэрозвесей горючих пылей и минимальных значений тока, мощности и энергии зажигания горючих газов и паров с воздухом») — 0,15 мДж [8].</p>

Газоконденсат	<p>Газоконденсат в газопроводе нестабилен. Упругость его паров при данной температуре равна давлению в газопроводе. При выпуске газоконденсата в емкость с более низким давлением или при его утечке из газопровода в первую очередь выделяются содержащиеся в нем пары более легких углеводородов, т. е. происходит его частичная стабилизация.</p> <p>Нестабильный газоконденсат содержит пропан-бутан и даже этан и пентан, определяющие высокую упругость его паров. Стабильные газоконденсаты в основном состоят из тяжелых углеводородов (пентан и вышекипящие — Cs) и 2—3 % более низкокипящих углеводородов (пропан и бутан) [9].</p> <p>Пределы воспламенения и температура воспламенения паров газоконденсата значительно ниже, чем у природного газа; они тем ниже, чем больше плотность газоконденсата. Пары тяжелых углеводородов, выделяемые при стабилизации, а затем при испарении газоконденсата значительно тяжелее воздуха. Поэтому в безветренную погоду они стелются по поверхности земли, скапливаются в низких местах по рельефу местности и медленно рассеиваются, создавая иногда на большой территории скопление взрывоопасных смесей паров и воздуха с очень низким значением НКПВ. НКПВ паров стабильных газоконденсатов обычно равен 1,1—1,3 % (по объему)</p> <p>Газоконденсаты могут оказывать вредное воздействие на кожу человека, вызывая заболевания (сухость кожи, появление трещин, а иногда дерматиты, экземы и т. п.). Особенно опасно их попадание на слизистые оболочки. Газоконденсат, попавший на тело, следует смывать теплой водой с мылом. При утечке нестабильного газоконденсата происходит сильное местное охлаждение самой струи, а также металла и тел, на которые она попадает. Попадание струи газоконденсата на кожу тела человека может вызвать ее обморожение.</p>
Одоранты	<p>В качестве одорантов, в основном, применяются меркаптаны, в частности этилмеркаптан (<math>C_2H_5SH</math>), обладающий следующими свойствами: плотность 0,839; температура кипения 37°C; концентрационные пределы воспламенения паров в воздухе 2,8—18,2 % (по объему); относится ко 2-му классу опасности (вещества высоко опасные), ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м<sup>3</sup>; температура воспламенения с воздухом 299°C; плотность паров при 0°C и 0,1 МПа (760 мм рт. ст.) — 2,77 кгс/м<sup>3</sup>; упругость паров при 20°C 0,06 МПа (440 мм рт. ст.) [10].</p> <p>Очень низка ПДК меркаптанов в воздухе населенных мест, например для метилмеркаптана она установлена равной <math>9 \cdot 10^{-6}</math> мг/м<sup>3</sup> (т. е. наименьшая из всех ПДК по санитарным нормам).</p> <p>Меркаптаны с окислами металлов и щелочами образуют меркаптиды, которые при воздействии воздуха склонны к самовозгоранию (как пирофорные соединения).</p> <p>Одорирование природного газа не делает его более токсичным. Расчетный расход этилмеркаптана при одоризации газа для бытового потребления 16 мг/м<sup>3</sup> газа.</p>
Сероводород	<p>Сероводород (<math>H_2S</math>) бесцветный газ с запахом тухлых яиц. Плотность 1,54 кг/м<sup>3</sup>, по отношению к воздуху 1,19. Температура воспламенения 290 °C. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой. Горит синеватым пламенем с образованием воды и сернистого газа (<math>SO_2</math>). Взрывоопасен, концентрационные пределы воспламенения 4,3—45,5 % (по объему).</p> <p>Сероводород — сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. На дыхательные пути и глаза действует раздражающе. Растворенный в воде при попадании на кожу человека вызывает покраснение и экзему.</p> <p>При концентрации 750 мг/м<sup>3</sup> наступает опасное отравление в течение 15—20 мин. При концентрации 1000 мг/м<sup>3</sup> и выше смерть может наступить почти мгновенно[11].</p> <p>Сероводород относится ко 2-му классу опасности. ПДК сероводорода в воздухе рабочей зоны в присутствии углеводородов (<math>C_1—C_6</math>) — 3, в воздухе населенных мест — 0,008 мг/м<sup>3</sup>,</p>
С	Сернистый газ ( $SO_2$ ) — конечный продукт горения сероводорода и других серосодержащих веществ.

Он тяжелее воздуха примерно в 2,3 раза. При сгорании одной единицы массы сероводорода образуются примерно 1,88 единицы массы сернистого газа.

ПДК сернистого газа в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс— умеренно опасные вредные вещества). В воздухе населенных пунктов ПДК — 0,05 мг/м<sup>3</sup>, максимально разовая ПДК 0,5 мг/м<sup>3</sup>.

Сернистый газ обладает резким запахом и сильно раздражает дыхательные пути, его концентрация 1500—4000 мг/м<sup>3</sup> смертельна для человека [12].

### 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

#### 1. Электрический ток.

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- 1) рода и величины напряжения и тока;
- 2) частоты электрического тока;
- 3) пути тока через тело человека;
- 4) продолжительности воздействия на организм человека;
- 5) силы тока;
- 6) сопротивления;
- 7) условий внешней среды;
- 8) подготовки персонала.

Значение силы тока в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТу 12.1.038-82 ССБТ и быть не более 50 мА[13].

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

## *2. Пожаро– и взрывоопасность.*

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

## **5.2 Экологическая безопасность**

В настоящее время большинство объектов нефтегазового профиля

					социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

эксплуатируются более 20 – 25 лет и являются загрязнителями окружающей среды.

Особую остроту приобретает проблема экологической безопасности при использовании магистрального трубопроводного транспорта нефти, газа и нефтегазопродуктов. Отказ магистрального нефтегазопровода, проявляющийся в местной потере герметичности стенки трубы, трубных деталей или в общей потере прочности в результате разрушения, приводит, как правило, к значительному экологическому ущербу с возможными неправыми последствиями для окружающей природной среды.

Магистральные трубопроводы воздействуют на окружающую среду не только при аварийных ситуациях. При строительстве трубопроводов наблюдается деструкция грунтового массива и нарушение сложившихся равновесных взаимосвязей между компонентами ландшафта. Первые аэрокосмические исследования районов прокладки трубопроводов в Западной Сибири показали значительное обводнение трасс трубопроводов и особенно коридоров, в которых проложено несколько ниток в первые годы после строительства.

Каждое газотранспортное Предприятие должно иметь природоохранную службу, обеспечивающую рациональное природопользование и минимизацию вреда окружающей среде под влиянием производственно-хозяйственной деятельности Предприятия.

Природоохранная служба должна иметь:

нормативно-методическое обеспечение, а именно:

- руководство по управлению природопользованием (охраной окружающей среды) на Предприятии;
- законодательные и нормативные акты, регламентирующие природопользовательскую деятельность;
- стандарты и другие нормативные документы природоохранного характера, включая нормативы предельно допустимых концентраций,

					социальная ответственность	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предельно допустимых выбросов (сбросов) вредных веществ и т.п.;

- стандарты и методики, обеспечивающие единство средств измерений;
- методическую документацию по отдельным экологическим аспектам деятельности;

Нарушение установленных нормативов выбросов (сбросов) вредных веществ, способов складирования отходов и других условий и требований природопользования, а также возникновение угрозы здоровью населения под воздействием хозяйственной деятельности Предприятия влечет за собой ограничение деятельности, приостановление (вплоть до полного закрытия) Предприятия, цехов или отдельных установок и агрегатов по предписанию специально уполномоченных представителей государственных органов надзора за состоянием окружающей природной среды или санитарно-эпидемиологического надзора.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);

					социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального газопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При взрыве паро – и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом ( $R_1$ ), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q}(м),$$

где  $Q$  – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{спл} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q}(м)$$

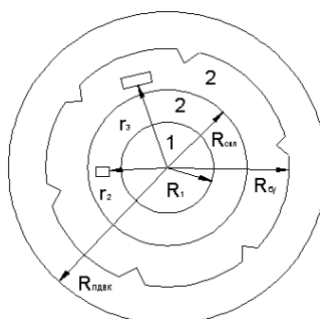


Рис. 5.1. Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси

1 – Зона детонационной волны;

2 – Зона ударной волны;

$R_1$  – радиус зоны детонационной волны (м);

$R_{спл}$  – радиус зоны смертельного поражения людей;

$R_{бу}$  – радиус безопасного удаления,  $\Delta P_{ф} = 5$  (кПа);

$R_{пдвк}$  – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;



$r_2$  и  $r_3$  – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;

- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;

- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

#### ***5.4 Законодательное регулирование проектных решений***

Каждое газотранспортное Предприятие должно иметь природоохранную службу, обеспечивающую рациональное природопользование и минимизацию вреда окружающей среде под влиянием производственно-хозяйственной деятельности Предприятия.

Природоохранная служба должна иметь:

нормативно-методическое обеспечение, а именно:

- руководство по управлению природопользованием (охраной окружающей среды) на Предприятии;

- законодательные и нормативные акты, регламентирующие природопользовательскую деятельность;

- стандарты и другие нормативные документы природоохранного

					социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

характера, включая нормативы предельно допустимых концентраций, предельно допустимых выбросов (сбросов) вредных веществ и т.п.;

-стандарты и методики, обеспечивающие единство средств измерений;

-методическую документацию по отдельным экологическим аспектам деятельности;

информационное обеспечение, включающее:

-базы данных с нормативно-правовой информацией;

-базы данных с информацией о технологических процессах, оборудовании, используемом сырье, материалах, поставщиках, потребителях;

-базы данных с информацией, полученной в процессе мониторинга производственных процессов, окружающей природной среды;

-статистические данные об аварийных выбросах, катастрофах, о соответствующих количественных оценках ущерба, превышениях допустимых выбросов, сливов и т.п.;

					социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Список источников

- 1 ГОСТ 12.010-76. «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения».
- 2 ГОСТ 12.1.011-78. Металлы. Методы испытания на растяжение. –М.: Изд. стандартов, 1981. -30 с.
- 3 ГОСТ 12.1.019.-79. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 4 ГОСТ 12.1.003-83. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 5 ГОСТ 12.1.005-88 Шум. Общие требования безопасности.
- 6 ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
- 7 Димов Л.А. Анализ расчета при проектировании общей устойчивости магистральных газопроводов в слабых обводненных грунтах. // Газовая промышленность, 2011, №11, с.84-86.
- 8 Красовский А.Я. Хрупкость металлов при низких температурах. – Киев.: Наукова думка, 1980. –337 с.3-53.
- 9 Кузьмин В.Р. Прохоров В.А., Борисов А.З. Усталостная прочность металлов и долговечность элементов конструкций при нерегулярном нагружении высокого уровня. - М: Машиностроение, 1998.-256с.
- 10 Курочкин В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001, с. 231.
- 11 Ларионов В.П., Корнев И.А., Левин А.И., Большаков А.М. Критерии механики разрушения в оценке надежности и безопасности трубопроводов, эксплуатирующихся в условиях Крайнего Севера. // Сб. докл. междун. конф. «Оценка и обоснование продления ресурса элементов конструкций» /Отв.ред.В.Т.Троценко: В2т.-Киев,2000. -Т.1. -С.35-42.
- 12 Ларионов В.П., Левин А.И., Большаков А.М. Применение механики разрушения для оценки параметров надежности труб и сосудов северного исполнения // Заводская лаборатория. -2001.-№10.-С.38-43.

					социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

13 Левин А.И., Большаков А.М. Определение функции безотказной работы тонкостенных металлоконструкций при низких температурах эксплуатации.// Промышленное и гражданское строительство. -2000. -№10. -С.28-29.

14 Левин А.И., Петров З.Е., Федоров С.П. Автоматизация натурных испытаний труб и сосудов высокого давления и перспективы ее развития // В кн.: Испытания металлических материалов и конструкций при климатически низких температурах. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. - С.18-21.

15 Лыглаев А.В., Левин А.И., Корнев И.А., Черемкин М.К., Большаков А.М. Эксплуатация магистральных газопроводов в условиях Севера // Газовая промышленность. - 2001.-№8.-С.37-40.

16 Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. – М.: Недра. -75с.

					социальная ответственность	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

По материалам, представленным в данной работе можно сделать следующие выводы:

– проведен литературный обзор методов обработки технологического процесса;

– Термодинамическое качество растворителя оказывает существенное влияние на величину эффекта Томса вследствие разной степени развернутости макромолекулярного клубка в растворе. Чем больше объём с иммобилизованным растворителем, тем выше величина эффекта при заданных гидродинамических параметрах турбулентного течения;

–ПТП суспензионного типа показало, что данная присадка по своим характеристикам не уступает самым лучшим импортным аналогам.

– Перспективы дальнейшей разработки темы заключаются в продолжение поиска путей усовершенствования предложенного физикохимического метода (например, повышение агрегативной устойчивости, придание товарной формы присадки). Полученные результаты исследования образующихся частиц суспензии при осаждении рекомендуется подтвердить другими методами (например, лазерная дифракция).

					Анализ применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	У Сичи				Заключение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Саруев А.Л.									121	1
Консульт.								НИ ТПУ г.р. 2БМ6А			
Рук-ль ООП	Бурков П.В.										

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АД – асинхронный двигатель;

АИМ – амплитудно-импульсная модуляция;

АСКУЭ –электроэнергии; автоматизированная система коммерческого учета

БД – база данных;

БТС – Балтийская Трубопроводная Система;

ВСТО – Восточная Сибирь – Тихий Океан;

ГА – генетический алгоритм;

ГВС – газовоздушное скопление;

ГТУ – газотурбинные установки;

ЕАСУ – единая система управления и сбора данных;

ИПТЭР – институт проблем транспорта энергоресурсов;

ИСМТ – инфразвуковая система мониторинга трубопроводов;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЛПДС – линейно-производственная диспетчерская служба;

МДП - местный диспетчерский пункт;

МН – магистральный нефтепровод;

МНА – магистральный насосный агрегат;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

НТД - научно-техническая документация;

ОДКУ - подсистема оперативного диспетчерского контроля и управления;

ПК – программный комплекс;

ПТП – противотурбулентная присадка;

ПЧ – преобразователь частоты;

РАИС – расчетно-аналитическая и справочная система;

					Анализ применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.	У Сичи				Список сокращений и условных обозначений			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Саруев А.Л.									122	1	
Консульт.								НИ ТПУ зр. 2БМ6А				
Рук-ль ООП	Бурков П.В.											

РДП - районный диспетчерский пункт;

РНУ – районное нефтепроводное управление; 113

РП - резервуарный парк;

САР – система автоматического регулирования;

СДКУ – система диспетчерского контроля и управления;

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти;

СКУТОР – система контроля и управления технического обслуживания и ремонта;

СНГ – Содружество Независимых Государств;

СОД – средства очистки и диагностики;

СПЧ – статический преобразователь частоты;

ТДП – территориальный диспетчерский пункт;

ТПЧ – тиристорный преобразователь частоты;

ЧРП – частотно-регулируемый привод;

ЦДП – центральный диспетчерский пункт;

ШИМ – широтно-импульсная модуляция;

ЭД – электродвигатель;

Э.Д.С. – электродвижущая сила.

					Список сокращений и условных обозначений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

## 7. СПИСОК ЛИТЕРАТУРА

(перечень библиографических записей)

1. Агроскин, И.И. Гидравлика / И.И. Агроскин, Г.Т. Дмитриев, Ф.И. Пикалов. – М.: Энергия, 1964. – 352 с.
2. Айзенштейн, М.Д. Центробежные насосы для нефтяной промышленности / М.Д. Айзенштейн. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 363 с.
3. Альтшуль, А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль. – М.: Недра, 1982. – 224 с.
4. Асинхронные двигатели серии 4А: справочник / А.Э. Кравчик, М.М. Шлаф, В.И. Афонин и др. – М.: Энергоиздат, 1982. – 504 с.
5. Ахметов, Р.М. Диспетчеризация и учет на нефтепроводах / Р.М. Ахметов, Ю.В. Ливанов, А.В. Матвиенко. – М.: Недра, 1976. – 351 с.
6. Башлыков, А.А. Принципы построения средств интеллектуальной поддержки принятия решений диспетчером ТДП в ЕСУ ТС ВСТО/ А.А. Башлыков, М.А. Лыгин, С.Ф. Дрожжинов // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2009. – №3(15). – С. 36-43.
7. Беккер, Л.М. Расчет оптимального режима работы нефтепровода, оборудованного частотно-регулируемым приводом / Л.М. Беккер, К.Ю. Штукатуров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3. – С. 27-33.
8. Березин, С.Е. Насосные станции с погружными насосами: конструирование / С.Е. Березин. – М.: Стройиздат, 2008. – 160 с.
9. Быков, К.В. Определение коэффициента гидравлического сопротивления магистрального нефтепровода / К.В. Быков, А.К. Николаев, В.И. Маларев // Горный информационно-аналитический бюллетень.

					Анализ применения химических реагентов для повышения энергоэффективности магистральных нефтепроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	У Сичи				Список литература	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						124	5
Консульт.						НИ ТПУ зр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП	Бурков П.В.							



11. Бувалый, Г.Е. Как управлять транспортировкой нефти? / Е.Г. Бувалый //Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2007. – № 2. – с. 84-85.
12. Бунчук, В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа / В.А. Бунчук. – М.: Недра, 1977. – 366 с.
13. Быков, Л.И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учебное пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. – СПб: Недра, 2006. – 824 с.
14. Вайншток, С.М. Трубопроводный транспорт нефти, в 2 т. / С.М. Вайншток, Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков и др. – М.: Недра, 2002. – 1 т. – 407 с.
15. Валиев, М.А. Анализ использования электроэнергии при решении технологических задач перекачки нефти [Электронный ресурс] / М.А. Валиев, С.Е. Кутуков, В.А. Шабанов // Нефтегазовое дело. – 2003. – № 1. – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/Valiev/Valiev\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Valiev/Valiev_1.pdf).
16. Винарский, М.С. Планирование эксперимента в технологических исследованиях / М.С. Винарский, М.В. Лурье. – Киев: Техника, 1975. – 168
17. ВНТП 2-86 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М.: Гипротрубопровод, 1986. – 45 с.
18. Вязунов, Е.В. Исследование некоторых вопросов динамики работы и оптимального управления магистральными нефтепродуктопроводами: автореф. дис. ... канд. технич. наук: 25.00.19 / Вязунов Евгений Валерианович. – М., 1970.
19. Гафаров, Р.Р. Автоматизированная система определения оптимального режима работы участка магистрального нефтепровода: автореф. дис. ... канд. технич. наук: 05.13.06 / Гафаров Радик Русланович – Уфа, 2009. – 19
20. Годовой отчет ОАО «АК «Транснефть» за 2012 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.transneft.ru/u/section\\_file/237/2012.pdf](http://www.transneft.ru/u/section_file/237/2012.pdf).
21. Годунов, С.К. Уравнения математической физики / С.К. Годунов. –М.: Наука: Главная редакция физико-математической литературы, 1979. – 392
22. ГОСТ 12124-87 Насосы центробежные нефтяные для магистральных

					Список литература	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

трубопроводов. – М.: Издательство стандартов, 2003. – 6 с.

23. Manfield P. D. Drag reduction with additives in multiphase flow: a literature survey / P. D. Manfield C. J. Lawrence G. F. Hewitt // Multiphase Science and Technology. – 1999. – Vol. 11, № 3. – P. 197–221
24. Virk P. S. Drag Reduction fundamentals // AIChE J. – 1972. – Vol. 21, № 4. – P. 625–626
25. Смолл С .Р. Добавки, снижающие сопротивление течения в трубопроводах // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1983. – №6. – С. 58–60.
26. Мастобаев Б.Н. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти / Б.Н. Мастобаев А. М. Шаммазов Э.М. Мовсумзаде – М.: Химия, 2002. – 295 с.
27. Несын Г. В. Промышленный синтез и оценка гидродинамической эффективности потенциальных агентов снижения сопротивления в нефтепроводах / Г. В. Несын В. Н. Манжай А. В. Илюшников // Инженерно-физический журнал.– 2003. – Т. 76, № 5. – С. 515–517.
28. Манжай В.Н. Экспериментальное изучение влияния напряжения сдвига и числа Рейнольдса на величину эффекта Томса // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2010. – № 4. С. 85–89.
29. Virk P. S. Drag Reduction in Rough Pipes // Journal of Fluid Mechanics. – 1971. – Vol. 45. – P. 225–246.
30. Иванюта Б. Ф. Экспериментальное исследование турбулентного течения слабых растворов полимеров в трубах различного диаметра / Б. Ф. Иванюта Л. А. Чекалова // Инженерно-физический журнал. – 1971. – Т. 21, №1. – С. 5–12.
31. Taylor A. R. Turbulent dispersion in drag reduction fluids / A. R. Taylor S. Midleman // AJGhE Journal. – 1974. – Vol. 20, № 3. – P. 454–461.
32. Yi Wang. Review on Drag Reduction and Its Heat Transfer by Additives / Bo Yu Zakin Shi. Haifeng // Advance in Mechanical Engineering. – 2011. – Vol. 17. – P. 35–48.

33. Несын, Г. В., Промышленный синтез и оценка гидродинамической эффективности потенциальных агентов снижения сопротивления в нефтепроводах / Г. В. Несын // Инж. – физ. журнал. - 2003. - Т. 76. №3. -С. 142-146.
34. Малкин, А. Я. Новый метод реокинетических исследований, основанный на использовании эффекта Томса / А. Я. Малкин [и др.]. // Высокомолекулярные соединения. Сер. Б. - 2000. - Т. 42. № 2. - С. 377-
35. Повх, И. Л., Экспериментальное исследование влияния добавок полиакриламида на сопротивление диффузоров / И. Л. Повх, В. В. Чернюк // Инж. – физ. журнал. - 1986. - Т. 51. №3. - С. 357-361.
36. Кулик, В. М. Влияние молекулярной массы полиэтиленоксида на динамику снижения сопротивления / В. М. Кулик // Инж. – физ. журнал. - 1998. - Т. 71. №3. - С. 491-495.
37. Ахмадуллин, К.Р. Использование противотурбулентной присадки при транспортировке дизельного топлива по МНПП «Уфа-Западное направление» / К.Р. Ахмадуллин, Р.Х.Хажиев, В.К. Матчин, И.М. Галеев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2006. – №4.
38. Наумчук, Н. В. Гидродинамическая активность водных растворов полимеров в потоках с растяжением: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Н. В. Наумчук. - Пермь, 1990. - 23 с.
39. Покрывайло, Н. А., Гольбина И. И. Исследование влияния различных полимерных добавок на интенсивность и спектр пульсаций давления в трубе// В материалах VIII Всесоюзн. симп-ма по реологии «Реология полимерных и дисперсных систем и реофизика» (Гомель, 27-31 мая 1974г.), Минск: Ин-т тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова АН БССР, 1975. с. 28-34.
40. Грешилов, Е. М., Некоторые особенности влияния полимерных добавок на пристеночную турбулентность / Е. М. Грешилов [и др.]. // Инж. – физ. журнал. - 1973. - Т. 25. № 6. - С. 999-1005.

					Список литературы	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

41. Покрывайло, Н. А., О течении полимерных растворов в следе плохообтекаемых тел / Н. А. Покрывайло [и др.]. // Инж. – физ. журнал. - 1973. - Т. 25. № 6. - С. 993-998.
42. Donohue, G. L. Flow visualization of the near-wall region in a drag-reducing channel flow// G. L. Donohue, W. G. Tiederman, M. M. Reischman J. Fluid Mech. 1972. Vol. 56. P. 559-575.
43. Краус, Ю.А. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов / Ю.А. Краус. – Омск: ОмГТУ, 2010. – 102 с.
44. Куликова, Л.В. Теоретические аспекты эффективности внедрения систем с частотно-регулируемым электроприводом / Л.В. Куликова, А.Л. Андронов // Ползуновский альманах. – 2004. – № 1. – с. 104-109
45. Кутуков, С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов / С.Е. Кутуков. – М.: СИПРИА, 2002. – 324 с.
46. Лазарев Г.Б. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок / Г.Б. Лазарев // Силовая электроника. – 2007. – № 3. –с. 41-48.

					Список литература	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		